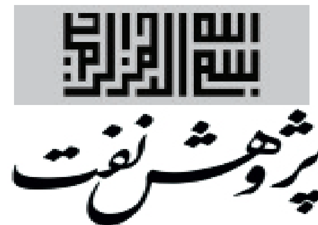
پژوهش نفت

PETROLEUM RESEARCH

دوماهنامه علمی-پژوهشی/سال سی و دوم/شماره مسلسل ۱۲۷ بهمن و اسفند ۱۴۰۱

Volume 32 \ Serial Number 127 \ ISSN 2345-2900 2023(February-March)

دوماهنامه علمی-پژوهشی، سال سی و دوم، شماره مسلسل ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱





دوماهنامه علمی- پژوهشی

سال سی و دوم، شماره ۱۲۷

بهمن و اسفند ۱۴۰۱

صاحب امتیاز: پژوهشگاه صنعت نفت
مدیر مسئول: جعفر توفیقی
سردبیر: محمدرضا احسانی
مدیر اجرایی: طیبه مرادیان
ویراستار: فرهاد رحمانی چیانه
صفحه‌آرایی: نفیسه دلدار و پری‌ناز نوری
چاپ، لیتوگرافی و صحافی: چاپ گنجینه مینیاتور

هیأت تحریریه:

داوران این شماره:

آدرس:

تهران، بلوار غربی مجموعه ورزشی آزادی، پژوهشگاه صنعت نفت، دفتر مجله پژوهش نفت
صندوق پستی: ۱۴۶۶۵-۱۳۷
تلفن: ۴۸۲۵۲۱۲۹ و ۴۸۲۵۳۲۶۳ نمابر: ۴۴۷۳۹۷۱۲

وبگاه اینترنتی http://journals.ripi.ir
شماره پروانه انتشار: ۱۰۲/۷۹۹۲
ISSN ۲۳۴۵-۲۹۰۰

•مجله پژوهش نفت در پایگاه‌های زیر نمایه می‌شود:
•پایگاه استنادی علوم جهان اسلام (ISC)، (www.isc.gov.ir)
•اطلاعات علمی جهاد دانشگاهی (www.sid.ir)
•بانک اطلاعات نشریات کشور (www.magiran.com)
• DOAJ: (www.doaj.org/)
•Chemical Abstracts Service (CAS): (www.cas.org)
•Indexcopernicus: (www. indexcopernicus.com)
•WorldCat: (www.worldcat.org)
•Leibniz Information Centre for Science and Technology (TIB): (www.tib.eu)

پژوهش نفت
دوماهنامه علمی- پژوهشی
سال سی و دوم، شماره ۱۲۷
بهمن و اسفند ۱۴۰۱

فهرست عناوین

تحلیل زمین ساختی یکی از میادین نفتی جنوب‌غرب ایران، با استفاده از نمودار تصویری FMI

لقمان صادقی، محمد حسنپور صدقی* و علی کدخدائی

گروه علوم‌زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۰۷/۰۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۹/۲۸

چکیده

بیش‌تر ذخایر هیدروکربنی دنیا در مخازن شکافدار طبیعی ذخیره می‌شوند و چنین سیستم‌هایی می‌توانند تأثیر قابل توجهی بر عملکرد مخزن داشته باشند. بنابراین مطالعات ژئومکانیکی، درک و بررسی الگوهای شکستگی‌ها به‌منظور بهینه‌سازی تولید هیدروکربن اهمیت بالایی برای زمین‌شناسان و مهندسین نفت دارد. مطالعات ژئومکانیکی به‌طور معمول شامل اندازه و جهت‌گیری سه محور اصلی تنش شامل تنش عمودی S_v، تنش افقی بیشینه (S_{Hmax}) و کمینه (S_{hmin}) است. مطالعات مربوط به چاه‌نگاری و مسائل ژئومکانیکی، از اهداف روش‌های تصویربرداری الکتریکی دیواره چاه هستند. دستگاه‌های الکتریکی، صوتی یا تصویری که تصاویر با وضوح بالا را ثبت می‌کنند، درون چاه رانده شده و اطلاعات مهمی در مورد مرزهای لایه‌بندی، عناصر ساختاری مانند گسل‌ها، چین‌ها، ناپیوستگی‌ها، شکستگی‌ها و حتی تخلخل‌های ثانویه را فراهم می‌کنند. بر این اساس در این مطالعه در یکی از میادین نفتی جنوب‌غرب ایران با استفاده از تصاویر ریزمقاومت سازندی (FMI) در مورد شکستگی‌های طبیعی و القایی مرتبط با چین‌خوردگی و گسلش منطقه‌ای، نوع شکستگی، جهت‌گیری، تراکم، بازشدگی، مقدار شیب و روابط آنها با زمین ساخت منطقه مورد بررسی قرار گرفته است. با وجود پیچیدگی‌های زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه، جهت‌گیری شکستگی‌های زیرسطحی رابطه روشنی را با محور چین‌خوردگی محلی نشان داده و در برخی موارد به نظر می‌رسد که بیشتر به‌جهت تنش حداکثر افقی در محل کنونی یا گسلش امتداد لغز محلی نیز مرتبط باشند. جهت تنش بیشینه و کمینه افقی براساس تحلیل‌های انجام گرفته در دو چاه به‌ترتیب N60E-N30W و N40E-N50W به‌دست آمدند. براساس شکستگی‌های باز مشاهده شده در چاه‌ها، سه مرحله شکست پیشنهاد شده است: شکستگی پیش از چین‌خوردگی، شکستگی همزمان با چین‌خوردگی (چین‌خوردگی اولیه) و شکستگی پس از چین‌خوردگی.

کلمات کلیدی: شکستگی، تنش، FMI، سروک، زمین ساخت

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی hassanpour_mhd@tabrizu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4611.3077)

مقدمه

تنش‌های زمین‌ساختی هم در امتداد سطح زمین و هم درون پوسته عمل می‌کنند. مقدار تنش‌ها به عواملی مانند فرآیندهای زمین‌شناسی، عمق، فشار منفذی، ضریب اصطکاک و مقاومت سنگ بستگی دارد [۱]. برای بررسی مسائل ژئومکانیکی در صنایع نفت و گاز، اطلاع در مورد تنش‌های محلی و منطقه‌ای ضروری است [۱ و ۲]. بنابراین، مسائل ژئومکانیکی به موضوعات مورد علاقه در زمین‌شناسی ساختاری تبدیل شده است [۳]. روش‌های متعددی برای اندازه‌گیری تنش‌های درجا[1] وجود دارد. برای تخمین تنش و به‌دست آوردن یک نمای کلی از جهت‌گیری تنش‌ها می‌توان از چند روش از جمله استفاده از نمودار چگالی، فشار منفذی، اطلاعات مقاومت سنگ و نمودارهای تصویری[2] استفاده کرد [۱]. برای تخمین جهت‌گیری بیشترین تنش افقی (S_{Hmax}) و کمترین تنش افقی (S_{hmin}) می‌توان از مطالعه اطلاعات شکستگی‌های ناشی از عملیات حفاری و همچنین برون ریختگی‌های چاه در نمودارهای تصویری استفاده کرد. تفسیر تصاویر الکتریکی چاه با وضوح بالا، درک پیچیده‌ای از وضعیت زمین‌شناسی در چاه‌های اکتشافی را ممکن می‌سازند [۴]. از داده‌های لاگ تصویری در ایران بیشتر برای مطالعه شکستگی‌ها استفاده شده است اما در سال‌های اخیر از این داده‌ها برای مقاصد پتروفیزیکی و همچنین تعیین رخساره‌های الکتریکی مخزن نیز استفاده شده است [۵]. از مطالعات صورت گرفته با استفاده از لاگ تصویری در سایر نقاط دنیا نیز می‌توان به مطالعات رخساره‌های رسوبی، مطالعات پتروفیزیکی، مطالعه شکستگی‌ها و بررسی تنش‌های درجا اشاره نمود [۶]. نمودارهای معمولی ژئوفیزیکی تنها امکان تعیین پارامترهای اصلی مخزن و توزیع سیالات را فراهم می‌کنند، درحالی‌که روش تصویربرداری از چاه به‌عنوان یک ابزار ارزشمند در شناسایی و تفسیر ویژگی‌های رسوبی، تعیین شیب منطقه‌ای، شناسایی عناصر ساختاری، زمین‌ساختی و همچنین تجزیه و تحلیل شکستگی‌های طبیعی و شکستگی‌های ناشی از عملیات حفاری مربوط به تنش زمین‌ساختی در یک منطقه خاص را ممکن می‌سازد [۷]. به‌طور کلی، ۴۰ تا ۸۰٪ از دیواره چاه با قدرت تفکیک ۰/۵ mm توسط نمودار تصویری FMI پوشش داده می‌شود [۸] که در این مطالعه از این داده‌ها استفاده شده است. امروزه مغزه‌گیری معمولی چاه‌ها کار پر هزینه‌ای است و همچنین احتمال از دست دادن اطلاعات مهم چاه در مناطق گسلی و برشی و تغییر شکل یافته زیاد است. در این شرایط، اطلاعات رسوب شناسی و ساختاری زیرسطحی با استفاده از روش‌های تصویربرداری توسط دستگاه‌های پیشرفته به‌دست می‌آید. بنابراین، چنین ابزارهایی در سال‌های اخیر بسیار مورد توجه واقع شده‌اند [۸]. علاوه‌بر ارزیابی‌های مرسوم، در این مطالعه تفسیر دقیقی از داده‌های تصویربرداری الکتریکی چاه شامل شناسایی لایه‌بندی‌ها، طبقه‌بندی شکستگی‌های طبیعی، شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه، تحلیل شیب، تعیین جهت‌گیری، بازشدگی و تراکم شکستگی‌ها ارائه شده است. نتیجه این مطالعه موردی می‌تواند درک درستی از وضعیت شکستگی‌ها و انواع آن در مخزن را فراهم کند و چگونگی توزیع رژیم تنش حاکم به مخزن را توضیح دهد. همچنین سودمندی روند ساختارهای مشاهده شده در استنتاج جهات تنش و عوامل زمین‌ساختی مؤثر بر ایجاد انواع شکستگی‌ها و دقت نتایج به‌دست آمده مورد ارزیابی و بحث قرار گرفته است.

زمین‌شناسی و موقعیت زمین‌ساختی منطقه

کمربند کوهزایی زاگرس یک منطقه برخورد قاره‌ای فعال است که بخش عمده‌ای از همگرایی بین صفحات عربی- اوراسیا در ایران را از ۳۵ میلیون سال پیش درخود جا داده است [۹].

1. Insitu-Stress
2. Image Logs

در بین کمربندهای چین‌خورده-رانده، این کمربند داری سریع‌ترین تغییر شکل بوده و از نظر لرزه‌ایی همچنان فعال است [۱۰]. میدان نفتی مورد مطالعه در جنوب شهر مهران در استان ایلام و در بیرونی‌ترین قسمت از کمربند چین‌خورده ساده زاگرس در بلوک اکتشافی اناران واقع شده است که سازند سروک سنگ مخزن اصلی آن است. منطقه از لحاظ زمین‌شناسی، یک برآمدگی محدب در کمربند چین‌خورنده-رانده زاگرس محسوب می‌شود [۱۱]. اکثر تاقدیس‌های منطقه از جمله تاقدیس میدان مورد مطالعه، تحت تأثیر منطقه گسلی بالارود واقع شده‌اند به نحوی که یکی از مشتقات گسل بالارود با روند خاور شمال‌خاور- باخترجنوب باختر و مؤلفه امتدادلغز چپبر این میدان را متأثر نموده است. ساختار میدان، یک چین ملایم در بالای گسل پیش ژرفای زاگرس (ZFF)[1] است [۱۲]. گسل جبهه کوهستان (MFF)[2] با روند شمال‌باختر-جنوب‌خاور از شرق این میدان را تحت تأثیر قرار می‌دهد و به‌صورت کلی این میدان در قسمت پیش‌ژرفای زاگرس (ZF)[3] قرار گرفته است. تاقدیس میدان، از نوع نامتقارن و هم روند با چین‌خوردگی کمربند کوهزایی زاگرس، دارای امتداد شمال‌غرب-جنوب‌شرق است که طبق مشاهدات نقشه‌های زیرسطحی، یال جنوب باختری آن دارای شیب بیشتری نسبت به یال شمال خاوری آن است. رخنمون‌های سطحی منطقه به‌طور عمده از بخش لهبری سازند آغاجاری با مقدار کمتری کنگلومرای سازند بختیاری (پلیوسن) تشکیل شده‌اند. بخش لهبری منطقه مورد مطالعه به‌طور کلی از توالی ماسه‌سنگ و سیلت‌استون قهوه‌ای روشن یکنواخت تا قرمز آجری با میان لایه‌های ماسه‌سنگ ریز دانه تشکیل شده است. عضو لهبری پیشتر به‌عنوان سازند بختیاری پایینی یا لایه‌های فرسوده نام‌گذاری شده بود. با این حال به‌دلیل شباهت بیشتر آن با سازند آغاجاری، به این سازند نسبت داده شد. واحدهای سنگی زیرسطحی میدان شامل سازندهای گروه بنگستان (سازندهای سروک، سورگاه و ایلام مربوط به کرتاسه پسین)، گورپی (کرتاسه پسین)، پابده (پالئوژن)، آسماری (الیگومیوسن)، گچساران و آغاجاری (میوسن) هستند. سنگ مخزن میدان شامل سازند سروک بالایی، بخش احمدی و سازند سروک پایینی است. تحلیلها براساس داده‌های مربوط به دو سری چاه در سازند سروک میدان نفتی آذر می‌باشد که ستون چینه‌شناسی آن در شکل ۱ نشان داده شده است. در چاه Wa داده‌های مورد تحلیل بیشتر سازند سروک پایینی و در چاه Wb بیشتر سازند سروک بالایی را در بر دارند. سازند سروک شامل آهک‌هایی با لایه‌بندی گرهی ریزدانه و میان لایه‌های مارن در قاعده و آهک‌های توده‌ای و ضخیم‌لایه در قسمت میانی و بالایی است. همان‌طور که در نقشه‌های زمین‌شناسی نشان‌داده شده است [۱۳]، ساختار چین در میدان به‌عنوان ادامه شمال‌غربی تاقدیس چنگوله در نظر گرفته می‌شود که گسل‌های اصلی منطقه شامل گسل زاگرس مرتفع (HZF)؛ گسل جبهه کوهستان (MFF)؛ گسل اصلی جوان زاگرس (MRF)؛ گسل اصلی معکوس زاگرس (MZRF) و گسل پیش‌ژرفای زاگرس (ZFF) می‌باشد. منطقه مورد مطالعه به شکل مستطیل نشان داده شده است (شکل ۲). با این حال، به‌دلیل توسعه این تاقدیس روی بخش متفاوتی از پیش‌ژرفای زاگرس یک نام متفاوت، یعنی تاقدیس آذر، برای این ساختار پیشنهاد شده است شکل ۳ انحنای امتداد اثر محوری ساختار چین در نزدیکی اتصال تاقدیس‌های چنگوله و آذر به‌وسیله شیب‌راه چنگوله قابل مشاهده است [۱۴].

روش کار

تصحیحات تصاویر FMI

هدف اولیه پردازش کامپیوتری داده‌های خام مقاومتی، تبدیل داده‌های خام به بهترین حالت نمایش تصویری از چاه است.

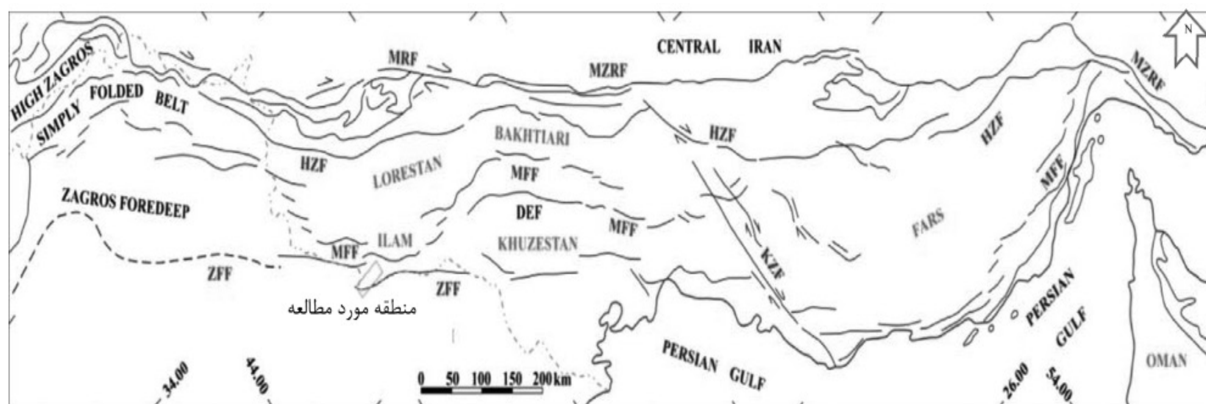
1. Zagros Foredeep Fault
2. Mountain Front Fault
3. Zagros Foredeep

Depth m MD RKB | System | Series | Group | Formation | Lithology | Description

Located on NHZ0201-48
UTM: 3 653 303.2 mN
608 593.1 mE
97.6m above MSL
RKB: 7.6m

Rotary Table
Agha Jari Fm. (GL)
Tertiary
Upper Miocene
FARS
Agha Jari
Lower-M. Miocene
G 7-3
G 4
Gachsaran Mb7 Zone 1
Gachsaran Mb7 Zone 3
Gachsaran Member 4
30"
20"
14"
11 3/4"
9 5/8"
7"
5"
Tertiary
Lower-M. Miocene
Paleoc.-Miocene
Santonian-Maastr.
Albian-Cenom.-Turon.
Cretaceous
FARS
Undefined
BANGESTAN
G 4
G 3
Kalhur
Pabdeh
Gurpi
Ilam
U.Sarvak
L.Sarvak
Gachsaran Member 3
Gachsaran Member 2
Asmari Formation
Top Kalhur Mb
Top Kalhur Upper Salt
Top Operculina
Top Pabdeh Fm.
Top Brn Bit Mrl & Sh Mb
Top Marly Lst Mbr
Top Cherty LS Mbr
Top Gurpi
Top Emam Hassan
Top Ilam
Top Ahmadi
Top L.Sarvak/Maudud
Top Kazhdumi
Top Orbitulina Ls
Top Burgan Shale

شکل ۱ ستون چینه‌شناسی میدان آذر واقع در بلوک اناران [۵ و ۲۷]



شکل ۲ کمربند چین‌خورده-رانده زاگرس در جنوب‌غرب ایران و منطقه مورد مطالعه [۱۴]



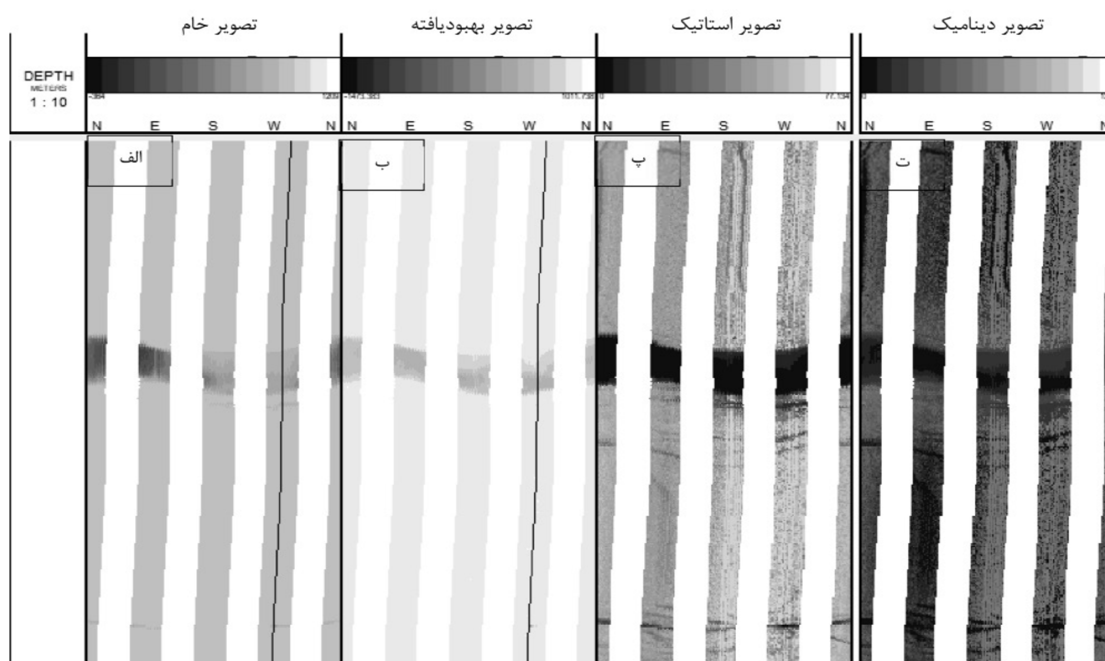
شکل ۳ تصویر ماهواره‌ای سنتینل از منطقه مورد مطالعه

آماده‌کردن و استانداردسازی مناسب داده‌ها با استفاده از الگوریتم‌های تصحیح خاصی به‌دست می‌آید. پردازش داده‌های FMI در نرم‌افزار ژئولاگ نسخه ۸، با استفاده از کشو تصاویر گمانه (WBI) انجام شد. برای تصحیح تصاویر خام، از ماژول اصلی اصلاح سرعت با استفاده از زمان ثبت تصویر، شتاب و سرعت ابزار در هر عمق محاسبه شد. برای جلوگیری از محاسبه نادرست متغیرها گیرکردن دستگاه به دیواره چاه در زمان ثبت تصویر، تشخیص داده می‌شود. سپس با رفع بهم ریختگی‌ها، تصویر تصحیح شده از لحاظ سرعت، به‌عنوان ورودی در مراحل بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرد. سپس تصویر با توجه به شمال چاه، جهت‌یابی شده است. هنگامی‌که دستگاه‌های نمودارگیری به‌طور متوالی به داخل چاه رانده می‌شوند همیشه تفاوت‌هایی در عمق، از دستگاهی به‌دستگاه دیگر و از رانشی به رانش دیگر به‌دلیل کشش تفاضلی کابل رخ می‌دهد. کشیدگی می‌تواند هنگام گیر کردن رشته ابزار حفاری و یا توقف موقت و آویزان بودن آن در چاه اتفاق بی‌افتد. قبل از ادامه پردازش داده‌ها همه عمق‌ها باید با لاگ پایه (عمق مرجع) انطباق داده شوند. لاگ پایه از دستگاهی انتخاب می‌شود که دارای ابزار موقعیت یابی قوی باشد (برای مثال، لاگ GR). این عمل توسط ماژول انطباق عمق نرم‌افزار ژئولاگ انجام شد. دستگاه‌های با حرکت آزاد، راحت‌تر از دستگاه‌هایی که با نیروی زیاد به دیواره چاه فشار وارد می‌کنند، از میان چاه عبور می‌کنند. به همین دلیل ابزارهای شدیداً متمرکز (مثل ابزار FMI) به‌عنوان لاگ پایه انتخاب نمی‌شوند. در مرحله آخر تصحیحات، با اختصاص طیف رنگی روی داده‌های مقاومت برای به‌دست آوردن پیکسل‌های تصویری که معرف اندازه یک مجموعه خاص هستند، نرمال‌سازی تصویر انجام می‌شود. دو نوع نرمال‌سازی استاتیک و دینامیک روی تصویر انجام می‌شود. در نرمال‌سازی استاتیکی، طیف غالب رنگ‌ها (۱۲۸) در یک پنجره روی کل داده‌های چاه توزیع شده است. این روش به‌صورت کلی نمایش خوبی از داده‌ها را فراهم کرده و تغییرات مقاومت را برجسته می‌سازد. به‌هنجارسازی با وضوح بالاتر از طریق فرآیند نرمال‌سازی دینامیکی به‌دست می‌آید که در آن طیف رنگ غالب (تا ۱۲۸) برروی پنجره‌ای با طول یک متری توزیع شده و با جابه‌جایی منظم پنجره به کل بازه داده‌ها اعمال می‌شود.

بنابراین تصاویر نرمال‌شده، تصویری بهینه از داده‌های مقاومت را تولید می‌کنند و به‌طور معمول در تفسیر نمودارها باهم استفاده می‌شوند و همان‌طور که دیده می‌شود در تصویر دینامیک رگه و شکستگی محسوس‌تر و در تصویر استاتیک تغییر لایه‌بندی بهتر دیده می‌شود (شکل ۴).

طبقه‌بندی دستی ساختارها روی تصویر FMI

تحلیل و تفسیر ساختارها با استفاده از FMI به‌منظور طبقه‌بندی شکستگی‌های طبیعی، مصنوعی (حاصل از حفاری)، لایه‌بندی، دستیابی به هندسه آنها (امتداد، جهت آزیموت و شب)، تراکم و تعیین دقیق باز یا بسته بودن شکستگی‌ها انجام می‌شود. با توجه به حساسیت اندازه‌گیری بالای ابزارهای تصویربرداری از چاه، شکستگی‌های طبیعی با اطمینان بالایی قابل تشخیص هستند. پردازش تصاویر FMI با طبقه‌بندی ساختارها و پیک‌کردن شیب‌ها با استفاده از تصاویر به‌هنجارسازی شده ادامه یافت. پیک‌کردن شیب، امکان محاسبه زاویه شیب، مرز لایه‌بندی، شکستگی و هر ساختار صفحه‌ای دیگری را ممکن می‌سازد. شکستگی‌های القایی ناشی از حفاری و برون ریخت‌های دیواره چاه[1] نیز در بیشتر مواقع به‌راحتی با این تصاویر قابل تشخیص هستند. پیک کردن شیب به‌صورت دستی با استفاده از یک موج سینوسی با دامنه و آزیموت متناسب با ویژگی‌های ساختاری برروی تصویر انجام شد. پایین‌ترین نقطه گودی موج سینوسی، بیانگر جهت شیب بوده که عمود بر آن (بلندترین نقطه قله موج) امتداد به‌دست می‌آید [۱۵]، (شکل ۵). تمام تفاسیر شیب با استفاده از ترکیبی از تصاویر نرمال‌شده استاتیک و دینامیک همراه با نمودارهای گاما-ری، مقاومت ویژه و لاگ قطرسنج (کلیپر لاگ) انجام شده است. در تصاویر ریز مقاومت سازندی، شکستگی‌هایی که ویژگی‌های رسانایی را دارند (که با رنگ‌های تیره نشان داده می‌شوند) شکستگی باز رسانا[2] نامیده می‌شوند.



شکل ۴ مراحل تصحیح تصویر در چاه مورد مطالعه: الف) تصویر خام اولیه با اعمال تصحیح سرعت، ب) تصویر بهبود یافته قبل از برابرسازی دکمه‌ها و (پ و ت) به‌ترتیب تصویر استاتیک و دینامیک پس از اعمال فرآیند به‌هنجارسازی روی تصویر خام اولیه

1. Borehole Breakouts
2. Conductive Fractures



شکل ۵ نحوه پیک کردن سینوسی شیب ساختارها روی تصویر

این شکستگی‌ها بعداً به دو نوع رسانای پیوسته و ناپیوسته براساس ظاهر و پیوستگی آنها در طول قطر چاه طبقه‌بندی شده‌اند. شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌ها نیز بیشتر قائم و نزدیک به قائم بوده و در تصویر جهت شیب یا مقدار شیب ندارند، اما امتداد آنها را می‌توان شناسایی و برای نشان دادن جهت حداکثر و حداقل تنش افقی استفاده کرد.

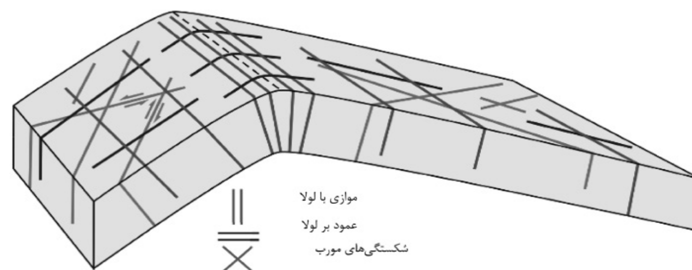
آنالیز ساختاری

شکستگی‌ها در کمربندهای چین‌خورده-رانده می‌توانند قبل یا پس از چین‌خوردگی ایجاد شوند که می‌توان با استفاده از معیارهایی مانند ارتباط بین جهت‌گیری شکستگی‌ها و محور چین و زاویه شیب شکستگی نسبت به لایه‌بندی زمان ایجاد شکستگی‌ها را تشخیص داد [۱۶ و ۱۷]. در این مطالعه دسته‌بندی شکستگی‌ها براساس مدل پرایس و کاسگاروف [۱۸ و ۱۹]، براساس جهت‌گیری شکستگی‌ها نسبت به محور چین به سه حالت کلی موازی، عمود و مورب نسبت به محور چین دسته‌بندی شدند (شکل ۶). مفروض است که شکستگی‌های عمود بر محور چین، مربوط به قبل از چین‌خوردگی هستند درحالی‌که شکستگی‌های موازی و مایل، همزمان با چین‌خوردگی یا بعد از چین‌خوردگی ایجاد می‌شوند.

تفسیر ساختاری FMI

تفسیر ساختاری شامل شناسایی ساختار و هندسه آن‌ها روی تصویر از جمله ساختارهای با منشأ زمین‌ساختی (شامل شکستگی‌های طبیعی)، لایه‌بندی، ساختارهای موازی لایه‌بندی، تعیین جهت‌گیری کنونی تنش زمین‌ساختی میدان با استفاده از جهت‌های شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه است.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۲۱-۳



شـکل ۶ مجموعـه شکسـتگی‌ها در تاقدیس‌هـای نامتقـارن در طبقه‌بنـدی پرایـس (پرایـس ۱۹۶۶ [۱۸]؛ اصـلاح شـده توسـط پرایـس و کاسـگاروف، ۱۹۹۰ [۱۹])

آنالیـز شکسـتگی‌ها شـامل طبقه‌بنـدی، جهت‌گیـری، بازشـدگی و چگالـی شکسـتگی‌ها بـرای بـازه عمقـی ۴۱۵۸ تـا ۴۷۵۰ m انجـام شـد.

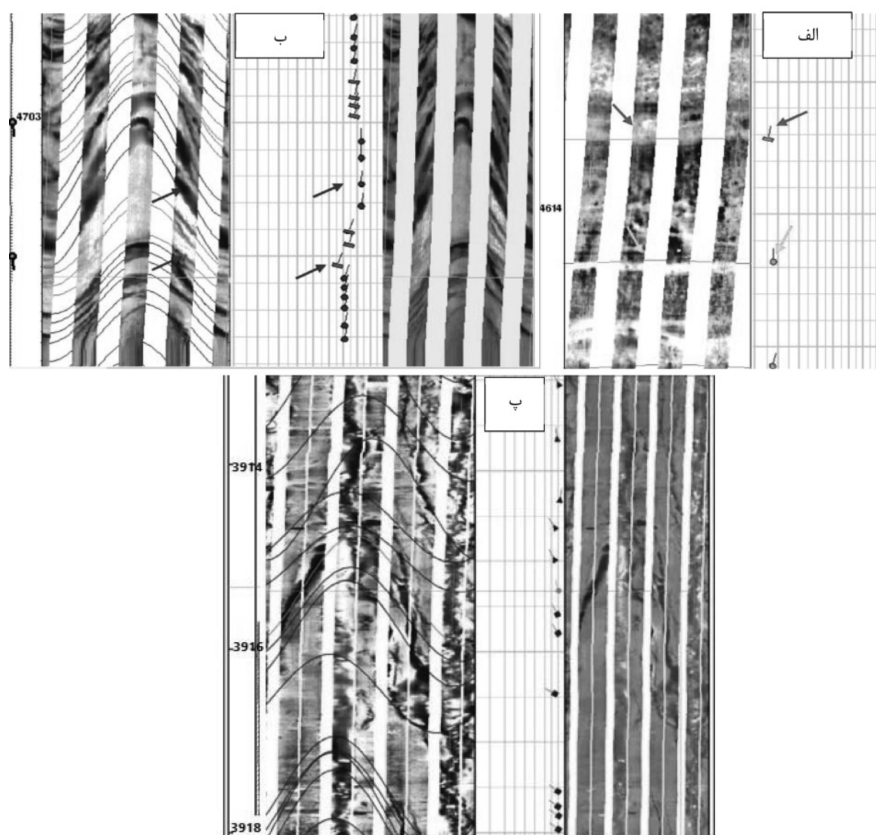
شکستگی‌های طبیعی و لایه‌بندی

اکثـر شکسـتگی‌ها در سـازند سـروک پایینـی و بالایـی توسـعه یافته‌انـد و شکسـتگی‌های شناسایی‌شـده به‌طـور انحصـاری رسـانا هسـتند (کـه بـاز در نظـر گرفتـه می‌شـوند). شکسـتگی‌های نارسـانا (کـه بسـته در نظـر گرفتـه می‌شـوند) در بـازه مـورد مطالعـه شناسـایی نشـدند. شکسـتگی‌های رسـانا به‌صـورت پیوسـته و ناپیوسـته طبقه‌بنـدی شـدند؛ بـه ایـن صـورت کـه شکسـتگی‌های بـا طـول مشـاهده شـده ٪۵۰< و ٪۵۰ ≤ به‌ترتیـب جـزو شکسـتگی رسـانای پیوسـته و ناپیوسـته روی تصویـر چـاه در نظـر گرفتـه شـدند. انـواع شکسـتگی، ریخت‌شناسـی و جهت‌گیـری آنهـا در زیـر شـرح داده شـده‌اند:

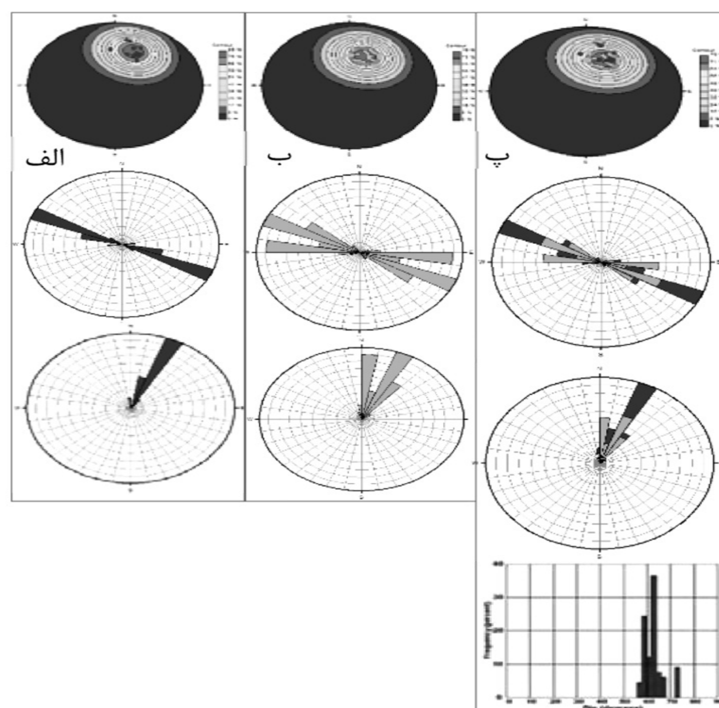
- لایه‌بندی‌هـا: اختـلاف مقاومـت الکتریکـی ناشـی از تغییـر بافـت یـا ترکیـب لایه‌هـا، باعـث می‌شـود دو طـرف لایه‌هـا توسـط یـک نـوار خطـی بـه نـام مـرز لایه‌بنـدی در نمودارهـای تصویـری بهنجارشـده بـا تغییـر رنـگ از هـم تفکیـک شـوند. به‌عنـوان مثـال در چـاه Wa، ۲۲ عـدد لایه‌بنـدی مطمئـن (HC) بـا مـرز واضـح و همـوار و ۷۳ عـدد لایه‌بنـدی نامطمئـن (LC) بـا مرزهـای مبهـم، ناصـاف و غیرهمـوار تفسـیر شـد (شـکل ۷- (الـف)). امتـداد غالـب لایه‌بندی‌هـا و همچنیـن لامینیشـن‌ها NW-SE و عمـود بـر محـور فشـارش یـا تنـش بیشـینه افقـی بـا شـیب از محـدوده صفـر تـا °۱۵ اسـت.

- شکسـتگی‌های رسـانای پیوسـته: نـوع غالـب شکسـتگی‌ها در بـازه مـورد بررسـی کـه به‌طـور کامـل چـاه را به‌صـورت سینوسـی و حداکثـر پیوسـتگی در تصویـر FMI قطـع می‌کننـد، شکسـتگی‌های رسـانای پیوسـته هسـتند (شـکل ۷-(ب)). ایـن شکسـتگی‌ها شـاید شکسـتگی‌های ناپیوسـته‌ایی کـه توسـط چـاه در یـک مقطـع پیوسـته بـرش داده شـده‌اند را به‌صـورت رسـانای پیوسـته نشـان دهنـد، درحالـی کـه بـا فاصلـه گرفتـن از مجـاورت چـاه ممکـن اسـت ناپیوسـته باشـند. به‌طـور کلـی براسـاس میـزان گسـتردگی و بازشـدگی شکسـتگی دو نـوع شکسـتگی‌های بـزرگ و متوسـط رسـانای پیوسـته در ایـن بـازه تشـخیص داده شـدند کـه به‌ترتیـب به‌عنـوان مثـال بـرای چـاه Wa دارای فراوانـی ۱۲ و ۳۴ عـدد بـا محـدوده شـیب از ۵۵ تـا °۷۵ هسـتند. آمارهـای ایـن شکسـتگی‌ها در بـازه مـورد مطالعـه، جهت‌گیـری غالـب امتـداد NW-SE و آزیمـوت NE را نشـان می‌دهنـد (شـکل ۸-(پ)). ایـن جهت‌گیری‌هـا تبعیّـت ایـن شکسـتگی‌ها از رونـد سـاختاری اصلـی منطقـه (NW-SE)، همان‌طـور کـه در توضیحـات زمین‌شناسـی بحـث شـده را نشـان می‌دهنـد در دو چـاه مـورد مطالعـه تبعیـت می‌کننـد.

- شکسـتگی‌های رسـانای ناپیوسـته: در مقایسـه بـا شکسـتگی‌های رسـانا پیوسـته، ایـن شکسـتگی‌ها کـه به‌صـورت خطـی ظاهـر می‌شـوند، به‌طـور کامـل دیـواره را قطـع نمی‌کننـد (شـکل ۷-(ب)). شکسـتگی حتـی اگـر ناپیوسـته باشـد، به‌صـورت سینوسـی بـا رأس و گـودی در تصویـر مشـاهده می‌شـود.

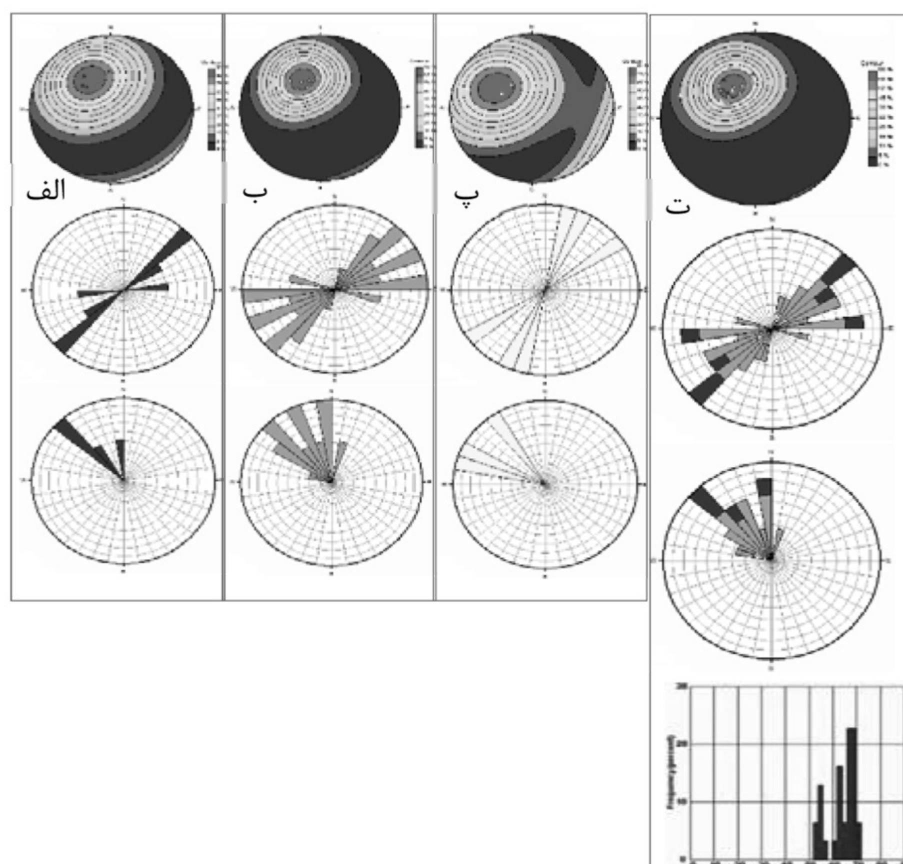


شکل ۷ الف) لایه‌بندی: نمودار بچه قورباغه‌ای مستطیلی معرف لایه‌بندی نامطمئن و نمودار بچه قورباغه‌ای دایره‌ای معرف لایه‌بندی مطمئن، ب) شکستگی: شکستگی رسانای پیوسته با نمودار بچه قورباغه‌ای دایره‌ای و رسانای ناپیوسته با مستطیل نشان داده شده است. (چاه Wa) و پ) شکستگی رسانای پیوسته با نمودار بچه قورباغه‌ای دایره‌ای و رسانای ناپیوسته با مستطیل نشان داده شده است (چاه Wb در سازند سروک بالایی)

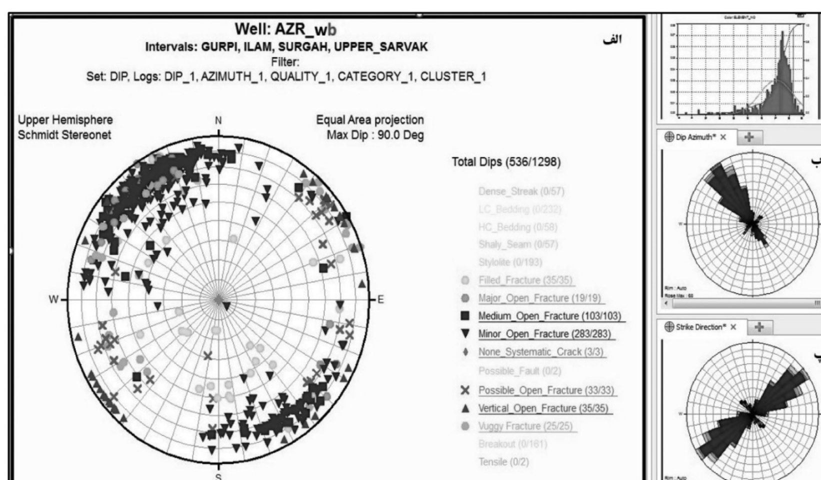


شکل ۸ ترسیم آماری شکستگی‌های پیوسته رسانا. الف) شکستگی بزرگ پیوسته رسانا، ب) شکستگی پیوسته متوسط رسانا، پ) کل شکستگی‌های پیوسته رسانا در چاه Wa. (از بالا به پایین شامل نمودار قطبی، امتداد، آزیموت و شیب)

این شکستگی‌ها می‌توانند به‌طور مطمئن با منشأ طبیعی در نظر گرفته شوند. درجایی‌که شکستگی ناپیوسته باشد و منحنی خطی روند شبه سینوسی داشته باشد، اما رأس و گودی موج سینوسی را توصیف نکند، ممکن است شکستگی ناشی از حفاری باشد، یا به‌طور احتمالی، یک شکستگی بسته باشد که تا حدی توسط فرآیند حفاری باز شده است. این شکستگی‌ها در سه دسته شکستگی‌های بزرگ، متوسط و کوچک، به‌ترتیب با فراوانی ۴، ۲۳ و ۳ عدد با محدوده شیب از ۵۰ تا °۷۵ تشخیص داده شدند. ترسیم آماری در طول این فاصله، جهت‌گیری امتداد غالب NE-SW و آزیموت NW را نشان می‌دهند، که در اشکال ۸ و ۹ نشان داده شده‌اند. این جهت‌گیری، همان‌طور که در توضیحات زمین‌شناسی منطقه‌ای بحث شد، هم‌راستا با تنش افقی بیشنه و عمود بر روند ساختاری عمده منطقه (راستای شمال‌غرب-جنوب‌شرق) است (شکل ۱۰). همان‌طور که در نتایج آماری شکستگی‌ها اعم از امتداد و شیب آنها در چاه Wb مشاهده می‌شود، جهت یافتگی شکستگی‌های موجود در سازندهای گورپی، ایلام، سورگاه و سروک بالایی در چاه Wb مشابه الگوی مشاهده شده در چاه Wa بوده و جهت گیری امتداد غالب NE-SW و آزیموت NW را نشان می‌دهد. بنابراین برای تحلیل تنش‌های افقی در ناحیه در اعماق ۳ تا ۵ هزار متر جهت یافتگی تقریبا همسو با نتایج تحلیل‌های تکتونیک سطحی ناحیه می‌باشد. البته مقادیر فراوانی امتداد شکستگی‌ها در دو چاه با توجه به موقعیت آن‌ها در تاقدیس متفاوت‌تر دیده می‌شود. (اشکال ۹ و ۱۰).



شکل ۹ ترسیم آماری شکستگی‌های ناپیوسته رسانا. الف) شکستگی بزرگ ناپیوسته رسانا، ب) شکستگی ناپیوسته متوسط رسانا، پ) شکستگی ناپیوسته کوچک رسانا و ت) کل شکستگی‌های ناپیوسته رسانا در چاه Wa. (از بالا به پایین شامل نمودار قطبی، امتداد، آزیموت و شیب)



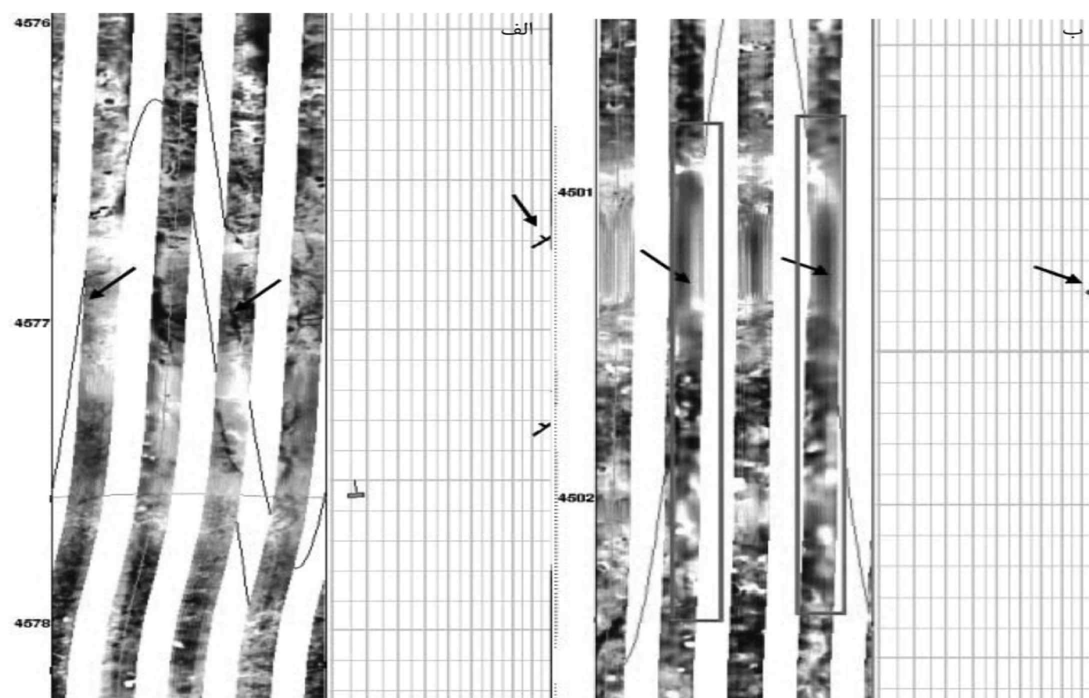
شکل ۱۰ ترسیم آماری انواع شکستگی‌ها و فراوانی آنها در چاه Wb الف) ترسیم شکستگی‌های موجود در سازندهای گورپی، ایلام، سورگاه و سروک بالایی (نمودار قطبی)، ب) آزیموت شیب شکستگی‌ها و پ) کل امتداد شکستگی‌های رسانا

- شکستگی‌های باز احتمالی: تعدادی از ساختارهای خطی را که از حالت موج سینوسی و امتداد غالب شکستگی‌های رسانای ناپیوسته طبعیت می‌کردند و در خلاف جهت رگچه‌های رسانای شیلی بودند، اما دارای ویژگی‌هایی از جمله گسترش و وضوح پایین و گاها قرارگیری در عمق‌های با تراکم شکستگی کم بودند، به‌عنوان شکستگی‌های باز احتمالی طبقه‌بندی شدند.

آنالیز تنش درجا

سطح زیرین پوسته زمین به‌ندرت در شرایط تنش لیتواستاتیک (با تنش‌های برابر در همه جهات؛ یعنی $1\sigma = 2\ \sigma = 3\ \sigma$) باقی می‌ماند. به‌طور کلی، تعادل حالت‌های تنش با حرکات صفحات زمین‌ساختی مختل می‌شود و منجر به شکل‌گیری یک سیستم تنش منطقه‌ای می‌شود که ممکن است خود به‌طور جزئی، کامل و یا انطباقی توسط تنش‌های محلی مرتبط با گسل، چین‌خوردگی، گنبدزایی، آتشفشانی و غیره کنترل شود. جهت‌گیری چنین تنش‌های محلی ممکن است به‌طور ناگهانی در فواصل کوتاه در هر منطقه تغییر کند. حتی این تغییرات می‌تواند در امتداد منطقه یک چین و یا گسل هم مشاهده شود. چاه‌های حفاری‌شده در نواحی تحت تنش‌های نامتعادل با نفوذ گل حفاری به لایه‌های چاه، اغلب دو نوع شکستگی (برشی و کششی) را از خود نشان می‌دهند. سنگ‌ها می‌توانند هم تنش‌های فشارشی و هم تنش‌های برشی را تحمل کنند، اما سیال پرکننده (گل حفاری) چاه تنها می‌تواند تنش فشاری را تحمل کند. در نتیجه، تراکم تنش‌ها در اطراف چاه به دو صورت دیده می‌شود: تنش حلقوی[1] یا تنش مماسی[2] وقتی وزن گل خیلی کم است (به‌عنوان مثال، تنش شعاعی= وزن گل- فشار منفذی)، حداکثر تنش حلقوی خیلی بیشتر از تنش شعاعی بوده و منجر به برون ریخت چاه شده و بالعکس با افزایش تنش شعاعی و کاهش تنش حلقوی ناشی از افزایش وزن گل حفاری شکستگی القایی ایجاد می‌شود (شکل ۱۱- الف و ب). به‌طور کلی، در چاه‌های عمودی و یا چاه‌های با مقدار انحراف کم و نزدیک به عمود، محور طویل‌شدگی چاه با روند کمینه تنش افقی (S_{hmin}) و امتداد شکستگی‌های ناشی از عملیات حفاری نیز با روند بیشینه تنش افقی (S_{Hmax}) هم‌راستا می‌باشند. با این حال، این فرضیه ممکن است برای چاه‌های انحرافی به‌ویژه چاه‌هایی که با هیچ یک از دو تنش افقی هم‌راستا نیستند، درست نباشد. در چنین چاه‌هایی، جهت‌گیری برون ریخت‌های چاه و شکستگی‌های القایی ممکن است

1. Hoop Stress
2. Radial Stress

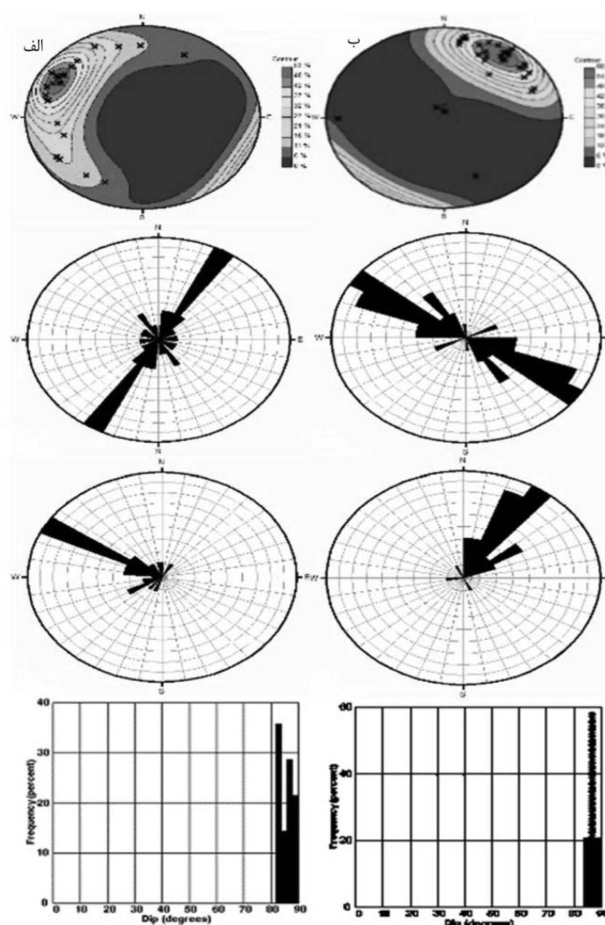


شکل ۱۱ (راست) الف) شکستگی‌های القایی حاصل از عملیات حفاری در چاه Wa و ب) برون ریخت‌های دیواره چاه

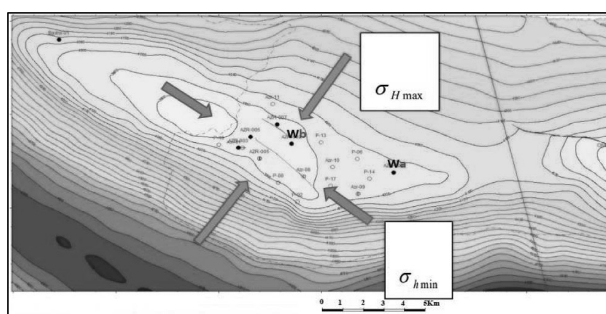
جهت‌گیری واقعی دو تنش افقی را نشان ندهند، زیرا هر سه تنش اصلی (عمودی و دو افقی) به‌طور مایل به چاه عمل می‌کنند. هر دو شکستگی‌های القایی (ناشی از عملیات حفاری) و گسیختگی‌های چاه در بازه عمقی مورد مطالعه، توسعه یافته‌اند. ترسیم آماری شکستگی‌های القایی، جهت‌گیری امتداد غالب NE-SW را نشان می‌دهد (شکل ۱۲ الف)، همچنین ترسیم آماری برون ریخت‌های چاه، امتداد غالب NW-SE را نشان می‌دهد (عمود بر امتداد شکستگی‌های القایی). هر دو چاه مورد مطالعه در واقع عمودی هستند، با شیب بسیار کم (°۴/۶) جنوب غربی. بنابراین، با اطمینان بالایی امتداد شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه به‌ترتیب روندهای بیشینه و کمینه تنش افقی را نشان می‌دهند (شکل ۱۳).

بحث

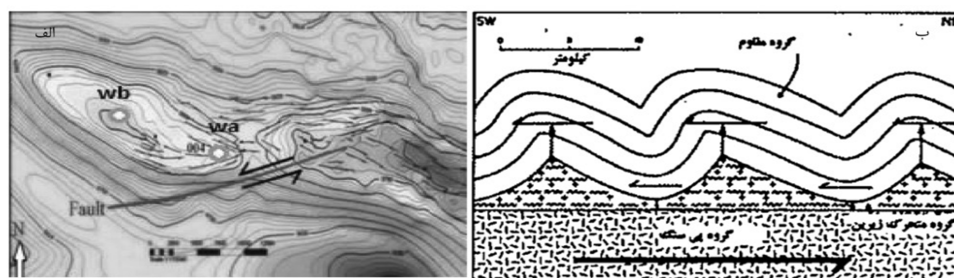
همان‌طور که در بخش زمین‌شناسی و زمین‌ساخت منطقه نیز اشاره شد، چین‌خوردگی رخ داده در این میدان براساس نقشه زیرسطحی (UGC) یک چین نامتقارن است (شکل ۱۴- الف). در واقع بیشتر چین‌خوردگی‌هایی که در کمربند چین‌خورده ساده زاگرس وجود دارند نامتقارن هستند، به‌طوری‌که دامنه جنوب باختری تاقدیس‌ها پرشیب‌تر از دامنه شمال خاوری آنها می‌باشند. از مهم‌ترین ساز و کارهای ناحیه‌ای در ارتباط با تشکیل چین‌های نامتقارن در این کمربند، ایجاد برش در منطقه گسیخته گروه متحرک پایینی (سری هرمز به سن پروتروزوئیک) است، به این صورت که در طی چین‌خوردگی، گروه مقاوم (توالی شیل و ماسه و به‌طور فرعی سنگ‌های کربناته از کامبرین تا میوسن) نسبت به پی‌سنگ به‌طور نسبی به‌سمت جنوب باختری حرکت کرده است؛ به‌نحوی که ایجاد یک برون ریخت ناقص سبب کشیده شدن یکی برروی دیگری شده است (شکل۱۴- ب). همگرایی و برخورد اولیه ورقه عربی به ایران مرکزی به کرتاسه میانی-پسین نسبت داده می‌شود [۲۰ و ۲۱]. که این همگرایی به فرورانش حاشیه شرقی نئوتتیس به زیر ایران مرکزی منجر شده است [۲۲ و ۲۳] (شکل ۱۵- الف).



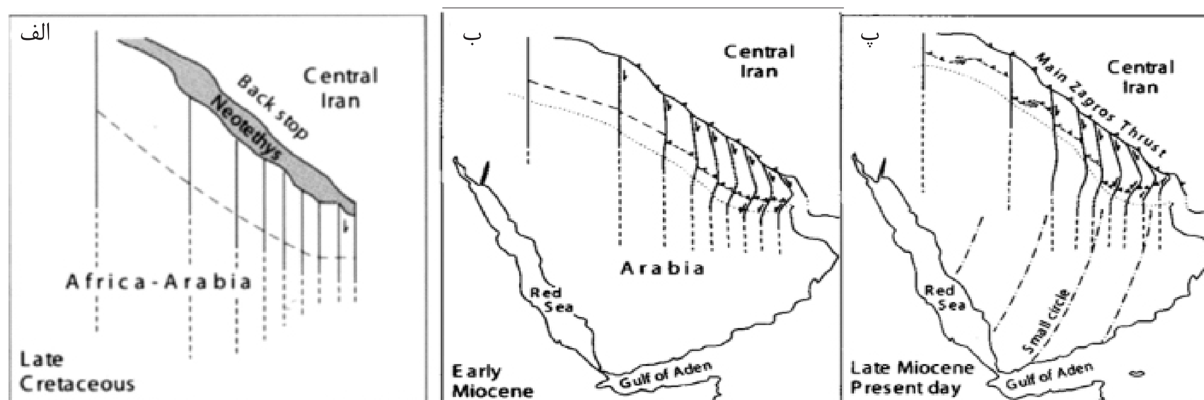
شکل ۱۲ (چپ) الف) شکستگی‌های القایی و ب) برون ریخت‌های چاه



شکل ۱۳ نقشه جهت‌گیری تنش‌های افقی حداکثر و حداقل (σhmin و σHmax) براساس مطالعات لرزه‌ای ناحیه در محدوده مورد مطالعه و موقعیت دو چاه مورد مطالعه



شکل ۱۴ الف) نقشه زیرسطحی از سازند سروک میدان و جابه‌جایی محور تاقدیس نامتقارن مورد مطالعه (غربی) به‌همراه موقعیت چاه‌ها و ب) تاقدیس‌های نامتقارن که توسط نیروی برشی در منطقه گسیخته شده‌اند (اقتباس از کلمن-سد، ۱۹۷۸ [۲۸]). در این تصویر نقش گسلش نادیده گرفته شده است.

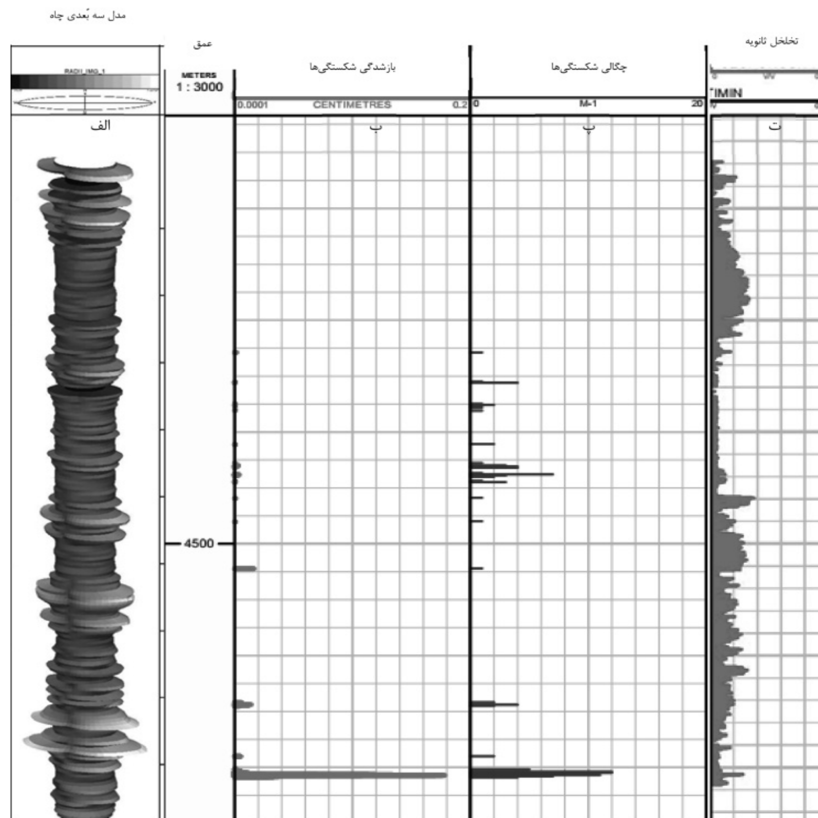


شکل ۱۵ مدل شماتیکی تکامل کمربند زاگرس. الف) فرورانش حاشیه نئوتتیس به زیر ایران مرکزی در کرتاسه پایانی، ب) ادامه همگرایی منجر به کوتاه‌شدن پی سنگ زاگرس با رانش عمودی از طریق گسل‌های رانده در امتداد NW-SE و رانش جانبی با چرخش بلوک‌های محصورشده با گسل تقسیم‌بندی کرد که از شمال‌باختر به جنوب‌خاور در امتداد کمربند زاگرس افزایش می‌یابد و پ) وضعیت کنونی ساختارهای زاگرس [۲۹]

ادامه تغییر شکل به‌صورت چین‌خوردگی-راندگی در طول فاز اصلی کوه‌زایی زاگرس در اواخر دوره میوسن شروع و براساس اطلاعات لرزه‌خیزی، این تغییرشکل هم‌چنان فعال بوده و ادامه دارد [۲۳ و ۲۴]. پس از ایجاد زمین درز زاگرس، ادامه همگرایی بین ورقه عربی و ایران منجر به چرخش بلوک‌های پی‌سنگی محدود به گسل شده (شکل ۱۵- ب و پ و در طول مراحل بعدی، چرخش خلاف جهت عقربه ساعت بلوک‌ها به نوبه خود باعث حرکت راست‌گرد گسل‌های با راستای NW-SE در مجاور محور اصلی راندگی زاگرس شده است. در مقابل، حرکت چپ‌گرد در امتداد گسل‌های با روند NE-SW به‌دلیل چرخش ساعت‌گرد بلوک‌های گسلی شدت یافته است [۲۵]. چین‌خوردگی این میدان نیز متأثر از گسلش امتدادلغز چپ‌بر (از مشتقات گسل بالارود) با خمش چرخشی از این روند تکاملی تبعیت می‌کند. چرخش محور تاقدیس نشانگر فعالیت پی‌سنگی این گسل بوده که اختلاف عمق پی‌سنگی در دو طرف گسل اصلی بالارود می‌تواند باعث تشدید حرکت راست‌لغز چپ‌گرد آن و ایجاد گسل‌های فرعی با این مکانیسم شده باشد [۲۶]. تغییرات جهت تنش بیشینه و کمینه در ساختمان میدان، جابجایی محور تاقدیس در اثر عملکرد گسل امتداد لغز چپ‌بر، توسعه شکستگی و در نتیجه هرزروی بالای گل حفاری از نتایج به‌دست آمده قبلی [۲۷]، باعث ایجاد ساختاری با رژیم فشاری متناوب و پیچیده در میدان شده است که می‌توان آن را جزو پیچیده‌ترین میدان نفتی از لحاظ زمین شناسی در ایران به‌شمار آورد، در نتیجه هر چاه از این میدان دارای تاریخچه زمین‌شناسی منحصر به فرد و متفاوت خود است. اطلاعات به‌دست آمده از لاگ تصویری در دو چاه مورد مطالعه، امتداد شکستگی‌های القایی را که مبین بیشترین تنش افقی هستند، N30E تا N50E و کمابیش هم‌راستا با روند کلی فشارش وارده به صفحه ایران از جانب ورقه عربی را نشان می‌دهد. همچنین امتداد برون ریخت‌های هر دو چاه معرفِ کمترین تنش افقی، N60W تا N40W و عمود بر روند تنش افقی بیشینه به‌دست آمده است، درصورتی‌که تنش افقی بیشینه و کمینه به‌دست آمده از لاگ تصویری در تعداد دیگری از چاه‌های مطالعه‌شده در یال غربی و دور از جنوب میدان، هم به‌ترتیب روند N50E و N40W را نشان می‌دهند [۲۷]. با این نتایج روند تنش‌ها در چاه Wa، اختلاف امتداد حدود °۲۰ درجه به‌صورت چپ‌گرد نسبت به‌سایر چاه Wb و سایر چاه‌ها را دارد. امتداد دسته II شکستگی‌های طبیعی در چاه Wa نیز تقریبا در همین راستا است.

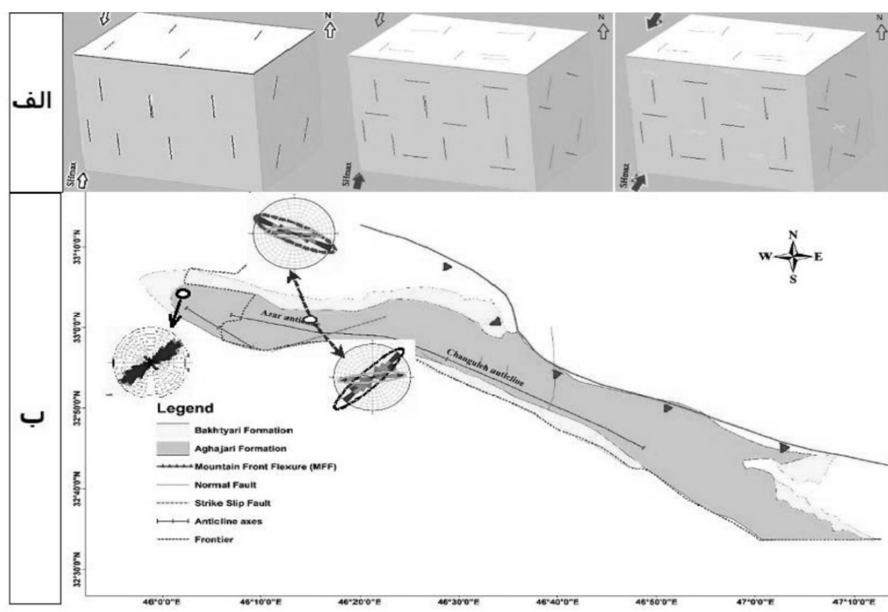
که این امر را می‌توان به فعالیت‌های منطقه‌ای بعد از چین‌خوردگی و متاثر از گسلش امتداد لغز چپ‌بر نسبت داد درحالی‌که در چاه Wb متفاوت‌تر است. سه مرحله شکستگی مخزنی در تاقدیس و در چاه‌های مورد مطالعه در ارتباط با چین‌خوردگی - راندگی- خمش پیشنهاد شده است که اجزای مختلف شبکه شکستگی‌ها را از نظر هندسه و رفتار دینامیکی توصیف می‌کند: شکستگی‌های نوع I در چاه، با توجه به موازی بودن با محور لولا و همچنین روند کمابیش موازی با لایه‌بندی جزو شکستگی‌های طولی می‌باشند. این شکستگی‌ها در طی فشرده‌شدن ساختمان به موازات خط فورانش صفحه عربی به زیر صفحه ایران مرکزی و کشش قوس خارجی چین به موازات روند تنش افقی حداقل ایجاد شده‌اند. وجود دو گسل نرمال موازی با امتداد این دسته از شکستگی‌ها و همچنین قرارگرفتن اکثر شکستگی‌های پیوسته باز در این دسته، صحت روند پیشنهادی تشکیل این شکستگی‌ها را محتمل‌تر می‌کند که همزمان با چین‌خوردگی و در حین رشد چین تشکیل شده باشند. در نتیجه شکستگی‌های نوع I را با اطمینان زیاد می‌توان شکستگی‌های مرتبط با چین‌خوردگی اولیه در میوسن پیشین دانست.

شکستگی‌های نوع II، با روند کلی NE-SW بیشتر باز و ناپیوسته و جزو شکستگی‌های نسبت به چین محسوب می‌شوند، زیرا کمابیش عمود بر محور لولای چین گسترش دارند. شکستگی قبل از چین‌خوردگی برای این دسته از شکستگی‌ها پیشنهاد می‌شود که توسط تنش‌های دور از میدان و در طول برخورد ورقه عربی به اوراسیا در حوضه پیش‌بوم تشکیل شده‌اند. شکستگی‌های مشابهی در نقاط دیگری از زاگرس مشاهده شده‌اند (برای مثال منابع [۳۰ و ۳۱]). علاوه‌بر این، ناهمسانگردی مکانیکی می‌تواند باعث ایجاد شکستگی شود. شکستگی‌های عمود بر لایه‌بندی می‌توانند با ناهمسانگردی مکانیکی ایجادشده توسط لایه‌بندی ایجاد شوند و به‌طور حتمی به مجموعه شکستگی‌های اولیه (پیش از چین‌خوردگی) مرتبط نیستند. شکستگی‌های دسته III شکستگی‌های مورب مزدوج نسبت به لولای چین هستند که امتدادهای ENE-WSW و WNW-ESE را شامل می‌شوند زمان تشکیل مجموعه شکستگی‌های مورب در چین بعد از تشکیل شکستگی‌های موازی و عمود بر محور چین پیشنهاد می‌شود. نحوه تشکیل این شکستگی‌ها ممکن است مربوط به فعالیت مجدد در حین تغییر جهت تنش اطراف گسل‌های پی‌سنگی باشند، همان‌طور که در نقاط دیگر کمربند چین‌خورده- رانده زاگرس پیشنهاد شده است [۳۱ و ۳۲]. از طرفی، می‌توانند به‌دلیل کوتاه‌شدگی کمابیش عمود بر لایه‌بندی و کشش جانبی در طول خمش چین (به‌خصوص در قسمت جنوبی چین و در هر دو یال شرقی و غربی) ایجاد شوند. تفسیر دوم به بهترین نحو با موقعیت و امتداد غالب همراه با توسعه دیر هنگام مجموعه شکستگی‌های مورب مزدوج متناسب است. شکستگی‌های دسته III و تا حدی دسته II، می‌توانند در مراحلی از خمش چپ‌گردی هم در تشکیل و هم‌در تغییر جهت تأثیر گرفته باشند. به‌دلیل قرارگرفتن چاه Wa در جنوب‌شرق میدان و یال کم‌شیب خاوری چین، انتظار می‌رفت که چگالی شکستگی‌های مخزنی نسبت به نتایج چاه‌های یال غربی منجمله چاه Wb کمتر باشد، اما برخلاف انتظار تراکم بالای شکستگی‌ها مخزنی به‌ترتیب در سازند سروک پایینی، بخش احمدی و سروک بالایی مشاهده شد. بازشدگی شکستگی‌ها نیز از ۰/۰۰۰۱ تا ۰/۱۷۵ cm متفاوت بود که بیشترین میزان بازشدگی در شکستگی‌های سروک پایینی بوده و غالب این شکستگی‌ها را نوع I تشکیل می‌دهد و در چاه Wb بیشترین شکستگیها در سروک بالایی دیده می‌شود. همچنین تراکم شکستگی در چاه Wa ۳/۶۷ (M/ 1) به‌دست آمد (شکل ۱۶).



شـــکل ۱۶ الـف) مـدل 3D از چـاه به‌صـورت کامـل و در حالـت غیـر آزیمـوت، ب) بازشـدگی شکسـتگی‌ها، پ) چگالـی شکسـتگی‌ها و ت) تخلخـل ثانویـه به‌دسـت آمـده در چـاه مـورد مطالعـه

به‌طـور کلـی می‌تـوان گفـت شکسـتگی‌های دارای پرشـدگی کهن‌تریـن شکسـتگی‌ها براسـاس ویژگی‌هـای یـک سـنگ و محیطـی کـه سـنگ در آن قـرار دارنـد، هسـتند [۱۹]، امـا در ایـن چاه‌هـا شکسـتگی هـای پرشـده یـا بسـته مشـاهده نشـد. ایـن عامـل را می‌تـوان بـه دو دلیـل نسـبت داد؛ اول بـا توجـه بـه اینکـه ایـن چاه‌هـا به‌صـورت عمـودی حفـر شـده و ابـزار تصویرگـر بـه داخـل آن رانـده شـده اسـت و همچنیـن نزدیکـی جنـس گل حفـاری اسـتفاده شـده بـه سـنگ میزبـان در سـازند سـروک، امـکان مشـاهده ایـن شکسـتگی‌ها را پاییـن آورده اسـت. بـرای مشـاهده و بررسـی بیشـتر ایـن شکسـتگی‌ها میتـوان بـا حفـر چاه‌هـای انحرافـی و رانـدن ابـزار تصویرگـر بـه داخـل چـاه، شکسـتگی‌های بسـته را در صـورت وجـود بـا دقـت بالایـی تشـخیص داد. دلیـل دوم هـم می‌توانـد سـن نسـبتاً جدیـد ایجـاد شکسـتگی‌ها در میـدان باشـد، چراکـه طبـق الگـوی پرایـس و کاسـگاروف ۱۹۹۰، شکسـتگی‌های بسـته نسـبت بـه شکسـتگی‌های بـاز سـن بیشـتری دارنـد. همچنیـن شکسـتگی‌های جـوان معمـولا ضمـن اینکـه شکسـتگی‌های قدیمـی را قطـع نمی‌کننـد، بـه یکدیگـر نزدیکتـر هسـتند، در نتیجـه شکسـتگی‌های عرضـی قدیمـی تـر از شکسـتگی‌های طولـی و شکسـتگی‌های طولـی نیـز سـن بیشـتری نسـبت بـه شکسـتگی‌های مـورب دارنـد (شـکل ۱۷). ایـن نتایـج می‌توانـد به‌صـورت مسـتقیم تأثیـر زمیـن سـاخت فعـال محلـی و به‌خصـوص اثـر گسـل امتدادلغـز چپ‌بـر در نزدیکـی چـاه Wa را در مقایسـه بـا چـاه Wb دورتـر از گسـل نشـان دهـد. همچنیـن می‌تـوان رسـوب‌گذاری همزمـان بـا زمین‌سـاخت را به‌عنـوان مهم‌تریـن عامـل کنترل‌کننـده در شـکل‌گیری میـدان نفتـی مـورد مطالعـه را براسـاس سـن رسـوب‌گذاری، شـروع عملکـرد زمیـن سـاخت منطقـه‌ای و محلـی و هندسـه شکسـتگی‌های زیرسـطحی به‌دسـت آمـده، در نظـر گرفـت.



شکل ۱۷ الف) مدل مفهومی مراحل تشکیل شکستگی‌های میدان به‌دست آمده از نتایج شکستگی‌های واقعی در چاه‌های مورد مطالعه: از چپ به راست به‌ترتیب شکستگی‌های قبل از چین‌خوردگی (نوع II)، شکستگی‌های مربوط به چین‌خوردگی اولیه (نوع I) و شکستگی‌های نوع III مربوط به مراحل بعدی تغییر راستای تنش بعد از چین‌خوردگی؛ ب) نقشه زمین‌شناسی تاقدیس میدان و موقعیت چاه‌ها، خط‌چین‌های بیضی شکل قرمز، سیاه و زرد روی استریونت‌ها به‌ترتیب امتداد شکستگی‌های نوع I، II و III را نشان می‌دهند

نتیجه‌گیری

این مطالعه در یکی از میادین نفتی پیچیده از نظر زمین شناسی انجام شده که در مقایسه با دیگر چاه‌های نفت در ایران پیچیدگی زمین‌ساختی زیادی در ارتباط با شکستگی‌ها نشان می‌دهد. در اغلب موارد دسترسی به اطلاعات زیر سطحی و ساختاری به‌دلیل محدودیت‌ها و هزینه‌ها غیرممکن می‌شود. اما در شرایطی که اطلاعات زیر سطحی و به‌خصوص درون چاهی فراهم شود می‌توان براساس روش‌های مناسب با تحلیل داده‌های زیر سطحی تحلیل‌های با ارزشی از ساختار زمین‌شناسی ناحیه و ژئو دینامیک پوسته فوقانی انجام داد. از آنجائی‌که اطلاعات شکستگی‌ها وضعیت زمین‌ساختی در عمق‌های چند هزار متر را در بر دارند بنابراین مقایسه آنها با شرایط زمین‌شناسی سطحی ناحیه می‌تواند روند تغییرات زمین‌ساختی عمقی را نیز براساس تغییرات شرایط لیتو استاتیک آشکار کند. در این راستا و در این مطالعه با توجه به نتایج به‌دست آمده از لاگ‌های چاه‌های مورد مطالعه، شکستگی‌ها کمابیش در کل بازه بررسی شده مشاهده شدند اما بیشترین توسعه را در سازند سروک پایینی و سروک بالایی داشتند. به‌طوری که شکستگی‌های رسانای پیوسته در این چاه‌ها نوع غالب شکستگی‌ها هستند. در هر دو چاه ترسیم آماری این شکستگی‌ها، جهت‌گیری امتدادی غالب NW-SE و آزیموت NE با دامنه اختلاف شیب از ۵۵ تا ۷۵° را نشان می‌دهند. شکستگی‌های رسانا ناپیوسته نیز دارای امتداد NE-SW، با آزیموت NW هستند که مقدار شیب شان از حدود ۵۰ تا ۷۵° متغییر است. هر دو شکستگی‌های ناشی از حفاری و برون ریخت‌های چاه در بازه مورد مطالعه در چاه‌ها توسعه یافته‌اند. شکستگی‌های ناشی از حفاری امتداد غالب NE-SW (N50E تا N30E) را نشان می‌دهند که نسبت به امتداد NW-SE (N 120) برون ریخت‌های چاه عمود می‌باشند. هر دو چاه مورد مطالعه اساساً عمودی هستند، بنابراین امتداد شکستگی‌های القایی و برون ریخت‌های چاه‌ها با قطعیت بالا با روندهای بیشینه و کمینه

تنش افقی کنونی (به‌ترتیب) هم خوانی دارند.
شکستگی‌های طبیعی براساس روندشان نسبت به محور لولای چین به سه دسته تقسیم شدند:
دسته I شامل شکستگی‌هایی هم‌روند با راستای محور چین و کمانش موازی با لایه‌بندی بوده و جزو شکستگی‌های طولی محسوب می‌شوند که به احتمال زیاد این دسته از شکستگی‌ها در چین‌خوردگی اولیه، به موازات خط فروراننش و تنش افقی کمینه تشکیل شده اند. دسته II شکستگی‌هایی را شامل می‌شود که امتدادشان نسبت به محور چین و لایه‌بندی کمانش عمود و هم‌راستا با تنش افقی بیشینه کنونی هستند. این دسته به‌طور احتمالی مربوط به مرحله قبل از چین‌خوردگی در طول برخورد ورقه عربی به ایران مرکزی و همچنین متأثر از ناهمسان‌گردی مکانیکی لایه‌بندی هستند. دسته III نیز شامل شکستگی‌هایی با امتدادهای ENE-WSW و WNW-ESE است که به‌صورت مورب مزدوج نسبت به محور چین قرار گرفته‌اند. به‌طور احتمالی بعد از تشکیل شکستگی‌های I و II و بدلیل فعالیت مجدد گسل‌های پی‌سنگی زاگرس از جمله گسل امتدادلغز چپ‌بر در میدان و کشش جانبی در طول خمش چین، این مجموعه شکستگی تشکیل شده باشند. مقایسه نتایج تحلیل شکستگی‌ها در دو چاه و وجود اختلاف در آزیموت آنها نشان‌دهنده نقش تنشی گسل چپ بر نزدیک‌تر به چاه Wa و تأثیر استرین پارتیشنینگ در فاصله فزونتر (حدود ۵ km) در چاه Wb را نشان می‌دهد. هم چنین نتایج کمی داده‌ها، تراکم بالای شکستگی‌های طبیعی و روندهای مختلف آنها در سارند مخرنی میدان سروک، حاکی از زمین ساخت فعال ناحیه‌ای و محلی می‌باشند. با توجه به پیچیدگی‌های ساختاری ناحیه اعم از چین خوردگی و فعالیت گسل‌های مهم ناحیه در فازهای مختلف براساس سن سازند مورد مطالعه، پیچیدگی‌های زمین‌ساختی مشاهده شده در این مطالعه دور از انتظار نمی‌بود.

مراجع

[1]. Zoback M.D., 2007. Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, Cambridge, New York.
[2]. Fellgett, M. W., Kingdon, A., Williams, J. D. O., and Gent, C. M. A. (2018). Stress magnitudes across UK regions: new analysis and legacy data across potentially prospective unconventional resource areas. Mar. Pet. Geol. 97, 24–31.
[3]. Nelson EJ, Meyer JJ, Hillis RR, Mildren SD (2005) Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in-situ stress regime, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 42: 361–371.
[4]. Rider M H (2002) The geological interpretation of well logs, Second Edition, Rider-French Consulting Ltd.
[۵]. خوشبخت ف، معماریان ح، محمدنیا م (۱۳۸۸) مقایسه شکستگی‌ها در یک موقعیت ساختاری یکسان در یک میدان نفتی، با استفاده از لاگ تصویری. فصل‌نامه علمی-پژوهشی علوم‌زمین، ۱۹، ۷۳: ۶۵-۷۰.
[6]. Tingay M, Reinecker J, Müller B (2008) Borehole breakout an drilling induced fracture analysis from image logs, World Stress Map Project, Guidelines, Image Logs, World Stress Map Project, 1: 8.
[7]. Assous S, Elkigton P, Clark S (2014) Automated detection of planar geological features in borehole images, Geophysics, 79, 1: 11–19, doi.org/10.1190/geo2013-0189.1.
[8]. Al-Rubaie A, Ben Mahmud H (2020) A numerical investigation on the performance of hydraulic fracturing in naturally fractured gas reservoirs based on stimulated rock volume, Journal of Petroleum Exploration and Production.
[9]. Allen M B, Armstrong H A (2008) Arabia–Eurasia collision and the forcing of mid-Cenozoic global cooling, Palaeogeogr. Palaeoclim, Palaeoecol, 265, 1–2: 52– 58, doi.org/10.1016/j.palaeo.2008.04.021.
[10]. Nelson R A (2001) Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf Professional Publishing, United Kingdom, 332.
[11]. Talbot C J, Alavi M (1996) The past of a future syntaxis across the Zagros, Geological Society, London, Special Publications,100: 89-109, doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.100.01.08.

[12]. Berberian M (1995) Master blind thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics, Tectonophysics, Tectonophysics, 241, 3-4: 193-224, doi.org/10.1016/0040-1951(94)00185-C.
[13]. Macleod J H (1972) Geological Map of Mehran, Scale 1:100,000. NIOC New York.
[14]. Gassemi M, Asadollah S (2015) Active surface cracking in Aghajari Formation of the Azar oil field, Zagros, western Iran, Marine and Petroleum Geology, 68: 498-508, doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.09.011.
[15]. Geolog Tutorial of GEOLOG Software, the USA.
[16]. Bellahsen N, Fiore P, Pollard D D (2006) The role of fractures in the structural interpretation of Sheep Mountain Anticline, Wyoming, Journal of Structural Geology, 28, 5: 850-867, doi.org/10.1016/j.jsg.2006.01.013.
[17]. Ameen M S, Buhidma I M, Rahim Z (2010) The function of fractures and in-situ stresses in the Khuff reservoir performance, onshore fields, Saudi Arabia, AAPG Bull, 94, 27: 60.
[18]. Price N (1966) Fault and joint development in brittle and semi-brittle rock, Pergamon Press, Oxford, 176.
[19]. Price N, Cosgrove J (1990) Analysis of Geological Structures, Cambridge University Press, Cambridge, 502.
[20]. Falcon N L (1969) Problems of the relationship between surface structure and deep displacements illustrated by the Zagros range, In: P. KENT, G. Satterthwaite and A. SPENCER (Eds.), Time and Place Orogeny, Geological Society of London, 3: 9-22, doi.org/10.1144/GSL.SP.1969.003.01.0.
[21]. Stocklin J (1974) Possible ancient continental margins in Iran, In: C. BURK and C. DRAKE (Eds.), Geology of Continental Margins, Springer-Verlag, New York, 873-877.
[22]. Haynes S J, McQuillan H (1974) Evolution of the Zagros suture zone, southern Iran, Geological Society of America Bulletin, 85, 5: 739-744, doi.org/10.1130/0016-7606(1974)85<739:EOTZSZ>2.0.CO;2.
[23]. Stoneley R (1981) The geology of the Kuh-e Dalneshin area of southern Iran, and its bearing on the evolution of southern Tethys, Journal of the Geological Society London, 138, 5: 509-526.
[24]. Alavi M (1994)Tectonicsof the Zagros orogenic belt of Iran: new data and interpretations, Tectonophysics, 229, 3-4: 211-238, doi.org/10.1016/0040-1951(94)90030-2.
[25]. Stoecklin J (1968) Structural history and tectonics of Iran: a review, AAPG bulletin, 52, 7: 1229-1258, doi.org/10.1306/5D25C4A5-16C1-11D7-8645000102C1865D.
[۲۶]. باسره م، فرضی‌پور ع، صفایی ه، خانه‌زر ر (۱۳۹۱) تأثیر وضعیت پی‌سنگ بر ساختارهای سطحی مجاور گسل بالارود در کمربند چین‌خورده رانده زاگرس براساس مدل‌سازی تجربی تکتونیکی، سی و یکمین گردهمایی علوم‌زمین، ۹.
[۲۷].شوراب, یوسفی موسوی (۲۰۱۸) تحلیل توسعه شکستگی‌ها وابسته به چین خوردگی و تعیین جهت تنش‌های برجا در سازند سروک در یکی از میادین نفتی غرب. زمین ساخت، ۲، ۶: ۵۵-۶۸.
[28]. Colman- Sad S P (1978) Fold development in Zagros simply fold belt, Southwest Iran, The American Association of petroleum Geologists Bulletin, 62, 6: 984-1003, doi.org/10.1306/C1EA4F81-16C9-11D7-8645000102C1865D.
[29]. Hessami K, Koyi H A, Talbot C J (2001b) The significance of strike slip faulting in the basement of the Zagros fold - thrust belt, Joumal of Petroleum Geology, 24, 1: 5-28.
[30]. Casini G, Gillespie P A, Verges J, Romaire I, Fernandez N, Casciello E, Saura E, Mehl C, Homke S, Embry J C, Aghajari L, Hunt D W (2011) Sub-seismic fractures in foreland fold and thrust belts: insight from the Lurestan Province, Zagros Mountains, Iran, Petroleum GeoscienceSearch Dropdown Menu, 17, 263e282, doi.org/10.1144/1354-079310-043.
[31]. Tavani S, Storti F, Soleimany B, Fallah M, Munoz J P, Gambini R (2011) Geometry, kinematics and fracture pattern of the Bangestan anticline, Zagros, SW Iran, Geological Magazine, 148, 5-6: 964-979.
[32]. Fard I A, Braathen A, Mokhtari M, Alavi S A (2006) Interaction of the Zagros fold thrust belt and the arabian-type, deep-seated folds in the Abadan Plain and the Dezful Embayment, SW Iran, Petroleum Geoscience, doi.org/10.1144/1354-079305-706.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۳۶-۲۲

مطالعه و بررسی آزمایشگاهی عملکرد ژل هیبریدی به‌منظور کنترل هرزروی سیالات حفاری در سازندهای شکاف‌دار

رسول ناظمی، سیاوش عاشوری* و جمشید مقدسی

گروه مهندسی نفت، دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۰۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۰

چکیده

ژل‌هایی که در ابتدا ویسکوزیته پایینی دارند و بعد از مدتی شبکه سه‌بعدی مستحکمی تشکیل می‌دهند، می‌توانند به‌صورت موفقیت‌آمیزی در کنترل هرزروی سیالات حفاری به‌کار گرفته شوند. ژل هیبریدی، از یک ژل پلیمر کراس لینک شده به‌عنوان فاز پیوسته و یک سیال پایه روغنی به‌عنوان فاز داخلی تشکیل می‌شود. ژل هیبریدی به‌دلیل استفاده کمتر از پلیمر و کراس لینکر، هزینه کمتری نسبت به ژل پلیمرهای مرسوم دارد و خواص آن به‌راحتی قابل کنترل می‌باشد. این مقاله در دو بخش نتایج آزمایشگاهی و مدل‌سازی تجربی با استفاده از روش سطح پاسخ بررسی می‌شود. برای ارزیابی رفتار ژل در شرایط مختلف تعدادی پارامتر شامل زمان شروع تشکیل ژل، زمان نهایی ژل شدن، سرعت تشکیل شبکه ژل تعریف و مقایسه شدند. ابتدا، تأثیر پارامترهایی مانند pH، دما و شوری بر عملکرد ژل و نیز پایداری ژل با زمان مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفت. سپس با تست‌های پایداری دینامیکی، حداکثر میزان فشاری که ژل در شکاف می‌تواند تحمل کند تا از هرزروی بیشتر سیال حفاری جلوگیری کند، اندازه‌گیری شد. در نهایت، برای بررسی آسیب وارده به سازند توسط ژل هیبریدی، میزان گسیختگی ژل با زمان در هیدروکلرید اسید ۱۵و ۲۸٪ حجمی اندازه‌گیری شد. نتایج آزمایشگاهی نشان می‌دهد که ژل‌های هیبریدی به‌دلیل انعطاف‌پذیری بالا در طراحی، استحکام مناسب و عدم آسیب به سازند، می‌توانند عملکرد مناسبی برای مقابله با هرزروی حین حفاری و تکمیل چاه داشته باشند. از روش سطح پاسخ براساس طراحی Box-Behnken برای پیش‌بینی ویسکوزیته نهایی ژل هیبریدی به‌عنوان تابعی از دما، pH و شوری استفاده شد و مدل پیش‌بینی شده با حل مدل برازش درجه دوم به‌دست آمد. رابطه پیشنهادی، ویسکوزیته ژل هیبریدی را با دقت ۸۸٪، در محدوده پارامترهای ورودی مورد استفاده پیش‌بینی می‌کند.

کلمات کلیدی: هرزروی، سیالات حفاری، ژل هیبریدی، آسیب سازند، روش سطح پاسخ

مقدمه

جریان کنترل‌نشده گل حفاری به داخل یک سازند، هرزروی جریان نامیده می‌شود. هرزروی از مهم‌ترین موضوعات و چالش‌ها در صنعت حفاری است که به‌علت از دست رفتن سیالات حفاری و نیز زمان مفید در حین حفاری یا سیمانکاری چاه ها موجب افزایش هزینه‌های عملیات می‌شود [۱]. هرزروی گل به‌دلیل عواملی از قبیل اختلاف فشار

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی Ashoori@put.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4870.3174)

ستون سیال حفاری داخل چاه و فشار سیال داخل سازند، وجود شکاف‌ها در سازند و سازندهایی با تراوایی بالا رخ می‌دهد [۲]. مشکل هرزروی در ۷۵٪ از چاه های حفاری شده رخ می‌دهد و مشکلاتی از قبیل پایداری و کنترل چاه، تمیزکاری چاه و گیرکردن لوله‌ها برخی از حوادث پیش‌بینی شده ناشی از هرزروی هستند [۳ و ۴].

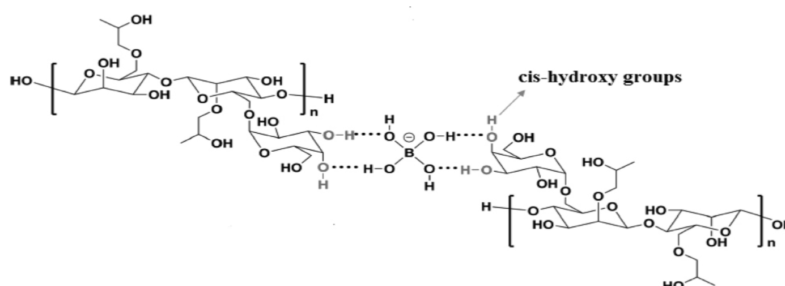
به‌طور کلی، شدت هرزروی را می‌توان به سه گروه هرزروی ناچیز (کمتر از 25 bbl/h)، هرزروی متوسط (بین 25 bbl/h تا 100 bbl/h) و هرزروی شدید (بیشتر از 100 bbl/h) تقسیم‌بندی کرد [۵]. مواد مرسوم کنترل‌کننده هرزروی[1] در سه دسته ذرات دانه‌ای (پوست گردو، لایمستون و پوست صدف)، ذرات ورقه‌ای (میکا و ساقه نیشکر) و فیبرها قرار می‌گیرند. علاوه‌بر این مواد از ژل پلیمرها، سیمان، گانک پیل (بنتونایت و گازوئیل) و مواد شکل‌پذیر مانند لاستیک و رابرها در کنترل هرزروی سیال حفاری به داخل سازندها استفاده می‌شود [۶]. ژل پلیمرها از یک پلیمر و یک اتصال‌دهنده عرضی (کراس لینکر) تشکیل می‌شود. عمل کراس لینکینگ به پیوند و اتصال شاخه‌های پلیمرها به هم توسط اتصال‌دهنده عرضی گفته می‌شود که موجب تشکیل یک ژل با شبکه سه‌بعدی می‌شود. ژل پلیمرها در ابتدا ویسکوزیته پایینی دارند و بعد از مدتی یک ژل با ساختار سه‌بعدی مستحکم تشکیل می‌دهند [۷]. مزیت این ژل‌ها این است که می‌تواند برای اهدافی مانند مسدودکردن سازندهای آبی و ناحیه‌های مختلف، عملیات شکاف‌زنی و تحریک چاه، استحکام و پایداری چاه و کنترل هرزروی مورد استفاده قرار گیرد. مزیت دیگر این ژل‌ها این است که می‌توان از آنها برای جلوگیری از هرزروی در گل‌های پایه آبی و پایه روغنی استفاده کرد [۸ و ۹]. انتخاب ژل پلیمر مناسب برای مقابله با هرزروی مهم است و به‌طور مستقیم بر نتیجه عملیات تأثیر می‌گذارد. ژل‌هایی با استحکام بیشتر را می‌توان در مخازنی با شکاف‌های بزرگ استفاده کرد و از ژل ضعیف تر در سازندهایی با تراوایی کمتر یا شکاف‌های کوچکتر استفاده می‌شود [۱۰]. ژل‌های کراس لینک شده می‌توانند در برابر هرزروی در سازندهای ماسه سنگی تخلیه شده، سازندهای غیر متراکم و نیز در مسدودکردن شکستگی‌ها و حفرات غار مانند در سازندهای کربناتی موثر باشند [۱۱و ۱۲]. از ژل‌هایی با قابلیت انحلال در اسید می‌توان برای مخازن استفاده کرد [۱۳]. مختاری و همکاران، برروی تأثیر عواملی مانند غلظت پلیمر، کنترل‌کننده pH، زمان اختلاط ژل و shear history، بر رفتار ژل پلیمر ساخته شده با زانتان و بورات مطالعه کردند. آنها مشاهده کردند که افزایش pH و غلظت پلیمر روند ژل شدن را تسریع می کند و shear history بر زمان شروع تشکیل ژل تأثیر نمی‌گذارد اما با افزایش زمان مخلوط شدن پلیمر و اتصال‌دهنده عرضی، زمان شروع ژل شدن[2] کاهش می‌یابد [۱۴]. برای ژل‌های هیبریدی، فاز پیوسته ژل کراس لینک شده است و با افزودن یک فاز داخلی در کسر حجمی بین ۰/۳ تا ۰/۷، ویسکوزیته افزایش می‌یابد. فاز خارجی شامل پلیمر و کراس لینکر است و از گازوئیل، روغن سنتزی یا نفت می‌توان به‌عنوان فاز داخلی استفاده کرد. ویسکوزیته ژل‌های هیبریدی را می‌توان با تغییر مقدار پلیمر و کراس لینکر در فاز آبی و یا تغییر کسر حجمی فاز داخلی به مقدار مطلوب و استحکام مورد نظر رساند. یکی از مزایای ژل هیبریدی در مقایسه با ژل پلیمرها این است که با کاهش غلظت پلیمر و کراس لینکر مورد استفاده در ساخت ژل، میزان آسیب به سازند ناشی از حضور ژل در شکاف‌ها بعد از عملیات حفاری کاهش می‌یابد [۱۵و ۱۶]. کاکادجیان و همکاران، برروی ژل‌های امولسیونی روغن در آب به‌عنوان سیال شکاف‌زنی هیدرولیکی مطالعه کردند.

1. Conventional lost Circulation Materials
2. Gelation Time

در این مطالعه از پلیمر پلی ساکارید بدون کراس لینکر به‌عنوان عامل ویسکوزیته‌دهنده فاز خارجی استفاده شد و نسبت‌های مختلف محلول پلیمر به روغن ۵۰/۵۰ ، ۶۰/۴۰ و ۷۰/۳۰ را بررسی کردند. آنها نشان دادند که تأثیر غلظت پلیمر بر افزایش ویسکوزیته امولسیون بیشتر از افزودن درصد روغن به‌عنوان فاز داخلی است و نیز ساختار ژل با استفاده از اکسید کننده های معمولی شکسته می‌شود که این منجر به کاهش آسیب به سازند می‌شود [۱۵]. سایکیا و همکاران، برروی ژل پلیمر امولسیون شده در کنترل لایه‌های آبده به‌منظور ازدیاد برداشت از مخازن مطالعه کردند. ژل امولسیونی از پلی آکریل آمید و پلی اتیلن آیمین به‌عنوان فاز آبی و دیزل به‌عنوان فاز روغنی استفاده شد. ژل پلیمر امولسیون شده، به‌صورت امولسیون آب در روغن بود که در شرایط دمای مخزن، ژل مستحکمی تشکیل می‌داد. آنها نشان دادند که ژل پلیمر امولسیون شده برای کنترل لایه‌های آبده مؤثر است و می‌توانند در مخازن با درجه حرارت بالا استفاده شود [۱۷و ۱۸]. به‌طور کلی افزودن فاز داخلی پایه روغنی مانند گازوئیل به ژل موجب کاهش هزینه (کاهش مقدار پلیمر و کراس لینکر مصرف شده برای رسیدن به ویسکوزیته مطلوب) و افزایش ماندگاری ژل (عدم تخریب پلیمر توسط باکتری‌ها) می‌شود و از طرفی بعد از عملیات حفاری حذف ژل از داخل شکاف‌های سازند آسان‌تر است. همه این موارد از مزیت‌های ژل امولسیونی نسبت به ژل پلیمرهای مرسوم است. در این مقاله، کاربرد ژل هیبریدی برای کنترل و کاهش هرزروی و تأثیر پارامترهای مختلف شامل دما، شوری (کلسیم کلرید) و pH بر عملکرد ژل مورد بررسی قرار گرفت و سپس با استفاده از روش سطح پاسخ بر مبنای طراحی Box-Behnk-en، مدل‌سازی برای پیش‌بینی ویسکوزیته نهایی ژل هیبریدی انجام شد. برای بررسی عملکرد ژل در کنترل هرزروی از تست‌های پایداری دینامیکی استفاده شد. در این تست حداکثر فشار قابل تحمل ژل برای جلوگیری از هرزروی سیال حفاری در شکاف‌ها اندازه‌گیری شد. در ادامه پایداری ژل با زمان، شبیه‌سازی رفتار ژل حین پمپاژ و نیز میزان گسیختگی ژل با زمان در هیدروکلرید اسید برای بررسی آسیب وارده به سازند توسط ژل، اندازه‌گیری و ارزیابی شد.

مواد

ایجاد اتصال عرضی بین پلیمرها منجر به تشکیل ژل‌هایی با ویسکوزیته دلخواه و نیز کاهش مقدار پلیمر مصرفی شود. برای ساخت ژل هیبریدی از گوار به‌عنوان پلیمر و بوراکس به‌عنوان کراس لینکر استفاده شد. سازوکار و تشکیل اتصال عرضی بین پلیمرها براساس هیدرولیز بوراکس ($Na_2B4O_7.10H_2O$) به آنیون‌های $B(OH)_4^-$ است. همان‌طور که در شکل ۱ نشان داده شده است، یون مونوبورات می‌تواند پیوندهای هیدروژنی با عامل‌های cis-hydroxy پلیمر گوار تشکیل دهد و بنابراین باعث اتصال پلیمرها و تشکیل یک شبکه ژل شود [۱۹]. مزیت ژل‌های کراس لینک شده با بورات، سرعت کراس لینکینگ قابل کنترل و پایداری حرارتی مناسب برای استفاده در مخازن است [۲۰].



شکل ۱ پلیمر اتصال عرضی شده با یون بورات [۱۸].

در ایـن مطالعـه از گازوئیـل و یـا روغـن سـنتزی به‌عنـوان فـاز داخلـی ژل هیبریـدی و بـرای تشـکیل امولسـیون از امولسـیفایر DME اسـتفاده شـد. علاوه‌بـر نـوع پلیمـر و کـراس لینکـر، عوامل متعـددی ماننـد pH، دمـا، شـوری در عملکـرد نهایـی ژل تأثیرگـذار هسـتند. بـرای بررسـی دقیـق رفتـار ژل، پارامترهایـی ماننـد زمـان شـروع و تشـکیل ژل[1] (IGT)، زمـان نهایـی ژل شـدن[2] (FGT)، سـرعت کـراس لینکینـگ و تشـکیل شـبکه ژل[3] (CR) بـه شـرح زیـر تعریـف می‌شـود:

- زمـان شـروع ژل شـدن (IGT): زمانـی اسـت کـه افزایـش سـریع در ویسـکوزیته ژل مشـاهده می‌شـود. قبـل از IGT، تغییـرات ویسـکوزیته کـم اسـت
- زمـان نهایـی ژل شـدن (FGT)، زمانـی اسـت کـه ویسـکوزیته ژل بـه مقدار نهایـی خـود نزدیـک می‌شـود و تغییـر میـزان ویسـکوزیته به‌میـزان قابـل توجهـی کاهـش می‌یابـد. اندازه‌گیـری ایـن زمـان دشـوار بـوده و دقیـق نیسـت.
- سـرعت کـراس لینکینـگ (CR)، بـه نـرخ افزایـش ویسـکوزیته و رونـد منحنـی بیـن IGT و FGT گفتـه می‌شـود.

بـرای اندازه‌گیـری ویسـکوزیته ژل هیبریـدی از ویسـکومتر دوار Fann ۳۵ اسـتفاده شـد. در ایـن روش، ویسـکوزیته ظاهـری[4] (AV) ژل در rpm ۳ در فواصـل زمانـی مشـخص ثبـت می‌شـود و رفتـار ژل بـا زمـان بررسـی می‌شـود. بـرای بررسـی عملکـرد ژل در شـرایط مختلـف، تأثیـر پارامترهـای دمـا، شـوری و pH مـورد بررسـی قـرار گرفـت. محدوده‌هـای مـورد مطالعـه بـرای ایـن پارامترهـا در جـدول ۱ نشـان داده شـده اسـت. در ایـن مقالـه از گـوار بـا درصـد وزنـی ۱/۷۵ و بوراکـس بـا درصـد وزنـی ۰/۷۵ فـاز پیوسـته اسـتفاده شـده اسـت. دانسـیته ژل هیبریـدی طراحـی شـده توسـط دسـتگاه mud balance مقـدار lb/bbl ۷/۹ اندازه‌گیـری شـد.

نتایج و بحث

پلیمرهـا توسـط کـراس لینکـر بـا گذشـت زمـان به‌صـورت عرضـی پیونـد می‌خورنـد تـا ژل بـا اسـتحکام مناسـبی به‌دسـت آیـد. یکـی از مهم‌تریـن مسـائل در طراحـی ژل هیبریـدی دسـت‌یابی بـه ویسـکوزیته نهایـی قابـل قبـول بـا یـک زمـان شـروع ژل شـدگی و سـرعت کـراس لینکینـگ مناسـب اسـت. شـکل ۲ ژل هیبریـدی در مرحلـه کـراس لینکینـگ و تصویـر میکروسـکوپی آن را نشـان می‌دهـد.

جدول ۱ ترکیب امولسیون ژل برای تست‌های مختلف

پارامتر مورد بررسی	پلیمر و کراس لینکر (%wt)	نسبت فاز آب به گازوئیل	pH	غلظت کلسیم کلرید (ppm)	دما (ºC)
pH	۲/۲۵	۵۰/۵۰	۹	۰	۳۵
			۱۱		
			۱۲		
دما	۲/۲۵	۵۰/۵۰	۱۱	۰	۳۵
					۵۰
					۷۰
شوری	۲/۲۵	۵۰/۵۰	۱۱	۰	۳۵
				۵۰۰۰	
				۱۰۰۰۰	

1. Initial Gelation Time
2. Final Gelation Time
3. Crosslinking Rate
4. Apparent Viscosity

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۳۶-۲۲



شکل ۲ الف تصویر میکروسکوپی ژل هیبریدی و ب) ژل هیبریدی در مرحله کراس لینکینگ

تأثیر PH بر رفتار و عملکرد ژل

ویسکوزیته نهایی ژل نشان‌دهنده کیفیت ژل تشکیل شده است. ایجاد یک محیط قلیایی برای آزادسازی یون‌های بورات از بوراکس برای اتصال عرضی بین پلیمرها و تشکیل ژل ضروری است [۲۱]. بنابراین کراس لینکینگ پلیمرها با بوراکس وابسته به pH است و بدون افزودن کنترل‌کننده pH به نمونه‌ها، شبکه ژل تشکیل نمی‌شود [۱۴]. شکل ۳ تأثیر pHهای مختلف برروی رفتار ژل هیبریدی را نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۳ نشان داده شده است، با افزایش pH از ۹ به ۱۲ سرعت کراس لینکینگ و همچنین ویسکوزیته نهایی افزایش می‌یابد. این بدان دلیل است که با افزایش pH، یون‌های بورات بیشتری برای اتصال پلیمرها در دسترس است و شبکه نهایی ژل قوی‌تر می‌شود. تفاوت نسبتا کمی بین ویسکوزیته نهایی در pH ۱۱ و ۱۲ به این دلیل است که حداکثر مقدار بورات مورد نیاز برای اتصال عرضی در دسترس است و یون‌های بورات بیشتر فقط سرعت کراس لینکینگ را بهبود می‌بخشد.

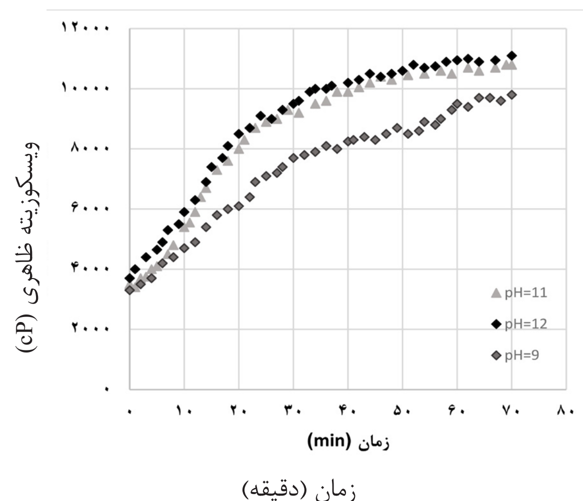
تأثیر دما بر رفتار و عملکرد ژل

تأثیر دما بر کراس لینکینگ نسبتا پیچیده است. با توجه به مطالعه انجام شده توسط کروجف و همکاران روی تعادل یون بورات، نتیجه گرفتند یون‌های بورات بیشتری در دمای بالاتر و در یک pH ثابت موجود است [۲۲]، که با نتایج به‌دست آمده توسط هریس و همکاران در تضاد است [۲۳].

شکل ۴ تأثیر دما بر رفتار ژل هیبریدی ساخته شده با پلیمر گوار را نشان می‌دهد. سرعت کراس لینکینگ تابعی از غلظت یون بورات و همچنین انرژی فعال‌سازی برای تشکیل پیوند است. بنابراین، در دماهای بالاتر، یون‌های بورات بیشتر و انرژی بیشتری برای واکنش اتصال عرضی پلیمرها در دسترس است [۱۴]. از سوی دیگر، با افزایش دما، ویسکوزیته پلیمر کاهش می‌یابد، که به‌دلیل تخریب پلیمر در دماهای بالا است. البته دما بر ویسکوزیته فاز داخلی (گازوئیل) تأثیر می‌گذارد اما این تغییرات ویسکوزیته فاز داخلی تأثیر کمی بر ویسکوزیته ژل هیبریدی دارد. با توجه به شکل ۴، با افزایش دما ویسکوزیته نهایی ژل به‌میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد و سرعت کراس لینکینگ تقریبا ثابت می‌ماند اما زمان رسیدن ژل به ویسکوزیته نهایی کوتاه‌تر می‌شود.

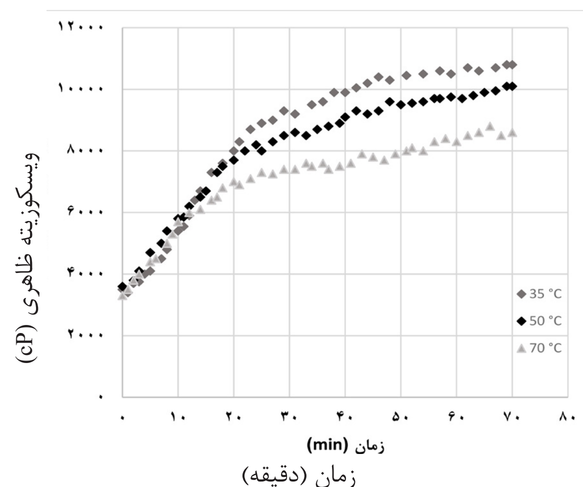
تأثیر کلسیم کلرید بر رفتار و عملکرد ژل

کاتیون‌ها می‌توانند با پلیمرهای آنیونی و طبیعی واکنش داده و با رسوب پلیمر در محلول باعث کاهش ویسکوزیته ژل شود. این کاهش ویسکوزیته با غلظت کاتیون‌ها رابطه مستقیم دارد و هر چه غلظت کاتیون‌ها بیشتر باشد، این کاهش ویسکوزیته بیشتر است [۲۴]. از طرف دیگر، یون‌های دو ظرفیتی موجود در آب تمایل دارند که در شرایط pH بالا با یون‌های هیدروکسید (OH) واکنش داده و با تشکیل رسوب، pH سیال را کاهش دهند.



زمان (دقیقه)

شکل ۳ تأثیر pH برروی رفتار ژل هیبریدی



زمان (دقیقه)

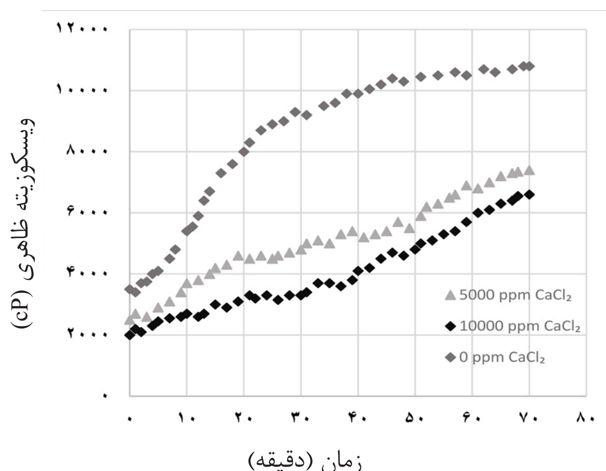
شکل ۴ تأثیر دما بر رفتار ژل هیبریدی

بنابراین، کاهش یون‌های هیدروکسید محلول باعث می‌شود یون‌های بورات کمتری برای کراس لینکینگ در دسترس باشد. با توجه به کاهش ویسکوزیته پلیمرها در حضور نمک‌ها و رقابت بین کراس لینکرها و کاتیون‌های دو ظرفیتی مانند یون‌های کلسیم برای کراس لینکینگ با زنجیره‌های پلیمری، ارزیابی عملکرد ژل در حضور کاتیون‌های دو ظرفیتی بسیار مهم است [۲۵ و ۲۶]. برای بررسی اثرات شوری، از غلظت‌های مختلف کلسیم کلرید در ترکیب ژل هیبریدی استفاده شد و سپس ویسکوریته برحسب زمان برای هر غلظت به‌منظور بررسی عملکرد ژل اندازه‌گیری شد. همان‌طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود، با افزایش غلظت شوری، زمان شروع تشکیل ژل به تأخیر می‌افتد و نرخ کراس لینکینگ به‌طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. ازآنجایی‌که ویسکوزیته اولیه ژل تابعی از ویسکوزیته پلیمر است با حمله کاتیون‌ها به این پلیمرهای زیستی، ویسکوزیته اولیه ژل هیبریدی کاهش می‌یابد. علاوه‌بر این، کیفیت نهایی ژل به‌دلیل کاهش میزان کراس لینکینگ کاهش می‌یابد و ژل با سرعت کمتری تشکیل می‌شود، بنابراین زمان رسیدن به ویسکوزیته نهایی طولانی‌تر خواهد بود.

تأثیر نوع فاز داخلی بر ویسکوزته ژل

از دیزل و روغن سنتزی برای بررسی تأثیر ویسکوزیته فاز داخلی بر رفتار ژل استفاده شد.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۳۶-۲۲



شکل ۵ تأثیر غلظت کلسیم کلرید بر رفتار ژل هیبریدی

ویسکوزیته دیزل (D) و روغن سنتزی[1] (SO) در دما و فشار محیط، به‌ترتیب ۴ و ۳۱ cP اندازه‌گیری شد. شکل ۶ تأثیر تغییر نوع فاز داخلی بر عملکرد ژل هیبریدی ساخته شده با پلیمر گوار را نشان می‌دهد. با توجه به شکل ۶، ویسکوزیته ژل تابعی مستقیم از ویسکوزیته فاز داخلی نیست و تغییر نوع فاز داخلی تنها می‌تواند ویسکوزیته نهایی ژل را تغییر دهد. ترکیب سیال فاز داخلی و نیز وجود سورفکتانت طبیعی در آن می‌تواند بر پایداری ژل امولسیونی تأثیر بگذارد.

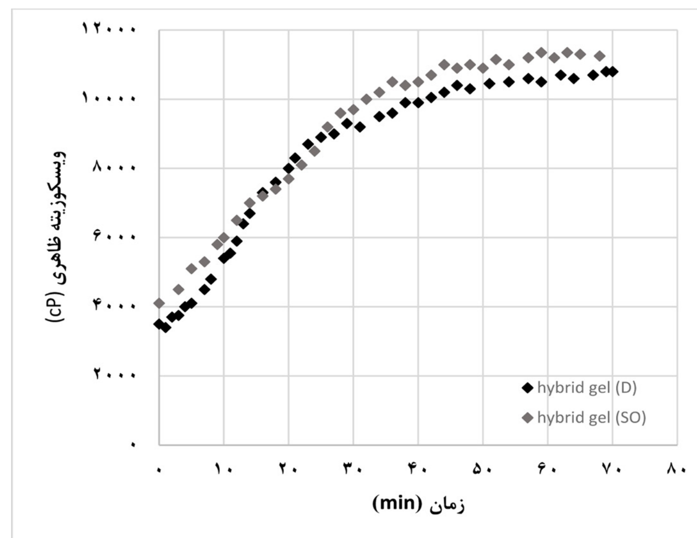
مدل ریاضی

روش سطح پاسخ[2] (RSM) شامل تکنیک‌های ریاضی و آماری است که برای مطالعه ارتباط بین پاسخ و متغیرهای ورودی مورد استفاده قرار می‌گیرد و برای مدل‌سازی و تجزیه و تحلیل مسائل مهندسی مفید است. مزیت اصلی استفاده از روش سطح پاسخ ارزیابی تأثیر پارامترهای متعدد و فعل و انفعالات آنها با یکدیگر در تولید پاسخها است. طرح آزمایش Box-Behnken به‌طور عمومی برای مدل‌های سطح پاسخ مرتبه دوم مورد استفاده قرار می‌گیرد. در طراحی Box-Behnken با توجه به تعداد پارامترهای مورد بررسی، تعداد آزمایش های مورد نیاز (N) از رابطه $N=k^2+k+cp$ به‌دست می‌آید، که (k) تعداد عوامل مورد بررسی و (cp) تعداد تکرار ازمایش برای نقطه مرکزی است. برای بررسی سه پارامتر در سه سطح، طراحی Box-Behnken حداکثر کارآیی را در تحلیل و پیش‌بینی پاسخ دارد. بعلاوه، تعداد آزمایش‌های انجام شده در این مورد در مقایسه با دیگر طرح‌ها بسیار کمتر است. طرح پیشنهادی Box-Behnken برای مدل‌سازی سطح پاسخ با سه پارامتر نیاز به ۱۵ آزمایش دارد [۲۷ و ۲۸و ۲۹]. در مطالعه حاضر، طراحی Box-Behnken با سه پارامتر، pH، دما و غلظت کلسیم کلرید به‌عنوان متغیرهای مستقل برای پیش‌بینی ویسکوزیته نهایی ژل هیبردی در شرایط مختلف، مورد مطالعه قرار گرفت. محدوده و سطوح سه متغیر مستقل در جدول ۲ ارائه شده است.

برازش رابطه چند جمله‌ای مرتبه دوم

برای پیش‌بینی رابطه بین نتایج آزمایشگاهی براساس مدل طراحی آزمایشگاهی Box-Behnken و متغیرهای ورودی از مدل روابط چند جمله‌ای مرتبه دوم استفاده شد رابطه شماره ۱ برای پیش‌بینی ویسکوزیته ژل هیبریدی در بازه تعیین شده برای پارامترهای ورودی است:

1. Synthetic Oil
2. Response Surface Methodology



شکل ۶ تاثیر نوع فاز داخلی بر رفتار ژل هیبریدی

جدول ۲ سطوح مورد بررسی پارامترهای ورودی

پارامتر	سطح پایین	سطح بالا
دما (°C)	۳۰	۷۰
pH	۹	۱۲
غلظت کلسیم کلرید (ppm)	۰	۱۰۰۰۰

(۱)

$$\sqrt{(Finalviscosity)(cP)}=33/98672+9/43282\times pH+0/57517\times Temperature(^{\circ}C)-5/07331\times10^{-3}\times CaCl_2concntration(ppm)-0/047445\times pH\times Temperature(^{\circ}C)+6/7480\times10^{-5}\times pH\times CaCl_2concntration(ppm)+2/17274\times10^{-5}\times Temperature(^{\circ}C)\times CaCl_2concntration(ppm)-0/26541\times pH^2-3/16218\times10^{-3}\times Temperature^2(^{\circ}C)+8/4647\times10^{-8}\times CaCl_2concntration^2(ppm)$$

نتایج ANOVA و مدل رگرسیون

این که آیا یک مدل درجه دوم معنی دار است یا خیر را می‌توان از طریق نتایج ANOVA تعیین کرد. مطالعه ANOVA تجزیه و تحلیل مفصلی مانند اهمیت و سهم پارامترهای ورودی در پاسخ خروجی را ارائه می‌دهد. همچنین اثرات دو فاکتور بر هم، مربع یک فاکتور و میزان خطا را بر پاسخ‌های خروجی ارائه می‌دهد. برای بررسی معنادار بودن مدل، مقدار P-value و lack of fit برای مدل بررسی می‌شود. مقدار P-value برای تعیین اهمیت ضرایب و تأثیر شرایط ترکیبی برهم‌کنش پارامترها استفاده می‌شود. ضرایب با مقادیر P-value کوچکتر از ۰/۰۵ تأثیر قابل توجهی بر پاسخ دارند. نتایج ANOVA برای مدل درجه دوم سطح پاسخ در جدول ۳ ارائه شده است. عواملی با P-value بالای ۰/۰۵ می‌توانند بدون تأثیر بر پیش‌بینی مدل حذف شوند. با توجه به جدول ۳، مقدار P-value برای مدل کمتر از سطح معنی دار ۰/۰۵ است، که نشان می‌دهد مدل توسعه یافته قابل قبول است. از طرفی مقدار P-value برای lack of fit مقدار ۰/۱۲۱ است که نشان می‌دهد تاحدودی عدم تناسب غیر قابل توجهی در سطح معنی‌دار ۰/۰۵ وجود ندارد و مدل پیش‌بینی شده مورد قبول است. دقت مدل با مقایسه ضرایب همبستگی[۱] (R^2) و مقادیر ضریب همبستگی تعدیل شده[۲] (adj R^2) تجزیه و تحلیل می‌شود. این معیارها برای بررسی میزان نزدیک بودن مدل به داده‌های اندازه‌گیری شده هستند.

1. R-Squared
2. Adjusted R-Squaredy

جدول ۳ نتایج آنالیز واریانس برای مدل درجه دو

Source	Sum of Squares	Mean Square	F-value	P-value
مدل	۱۳۵۱/۰۵	۱۵۰/۱۲	۱۵۹/۸۲	۰/۰۰۰۱
A: pH	۵۹/۹۱	۵۹/۹۱	۶۳/۶۳	۰/۰۰۰۸
B: دما	۵۴/۵۶	۵۴/۴۰	۵۸۴/۱	۰/۰۰۱۴
C: غلظت کلسیم کلرید	۱۱۸۲/۴۶	۱۷۱۲/۴۶	۱۲۵۹/۰۳	۰/۰۰۰۱
AB	۸/۱۰۲	۸/۱۰۲	۸/۶۷	۰/۰۳۲۴
AC	۱/۰۲۱	۱/۰۲۱	۱/۰۶۷	۰/۳۴۴۱
BC	۱۸/۸۶	۱۸/۸۶	۱/۲۶۰	۰/۰۰۵۶
A^2	۱/۳۲	۱/۳۲	۱/۴۵	۰/۲۸۹۶
B^2	۵/۹۱	۵/۱۹	۶/۲۹	۰/۰۵۴۰
C^2	۱۶/۵۳	۱۵/۴۴	۱۷/۶۹	۰/۰۰۸۵
Residual	۴/۸۷	۰/۹۷	–	–
Lack of Fit	۴/۱۶	۱/۳۴	۳/۹۰	۰/۱۲۱
Pure Error	۰/۶۱	۰/۳۲	–	–

مقدار یک برای R^2 نشان دهنده ارتباط قوی بین متغیرهای مستقل و وابسته است. وقتی این دو مقادیر نزدیک به یکدیگر و نیز به مقدار یک نزدیک باشند، مدل از نظر آماری معنی‌دار است. در جدول ۴ ضرایب همبستگی برای رابطه درجه دو اورده شده است. در مدل ارائه شده مقدار R^2 و adj R^2 نزدیک به ۱ است که نشان‌دهنده مناسب بودن مدل برای پیش‌بینی ویسکوزیته ژل هیبریدی است.

جدول ۴ ضرایب همبستگی مدل درجه دو

مدل	R-Squared	Adjusted R-Squared	Predicted R-Squared
Quadratic	۰/۹۱	۰/۸۹	۰/۸۸

سطوح پاسخ سه‌بعدی

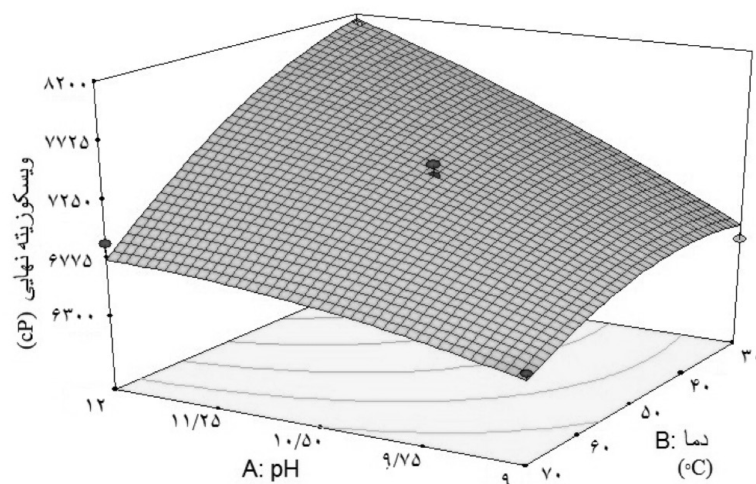
نمودارهای سطح پاسخ سه‌بعدی به‌صورت تابعی از دو پارامتر متفاوت و ثابت نگه داشتن پارامتر سوم در سطحی مشخص، در درک تأثیر پارامترهای اصلی و برهم‌کنش بین دو پارامتر مفید هستند. بنابراین، به‌منظور درک بهتر نتایج، نمودارهای سطح پاسخ سه‌بعدی برای مدل پیش‌بینی شده در شکل‌های ۷ تا ۹ ارائه شده است. همان‌طور که در شکل‌های ۷ تا ۹ نشان داده شده است، نمودارهای سطح پاسخ با ترسیم دو فاکتور در محدوده مربوط به خود رسم شده‌اند، درحالی‌که فاکتور سوم در مقدار متوسط ثابت نگه داشته می‌شود (۱۰/۵ برای pH، ۵۰ C° برای دما یا ۵۰۰۰ ppm برای غلظت کلسیم کلرید).

تأثیر Shear history بر رفتار ژل

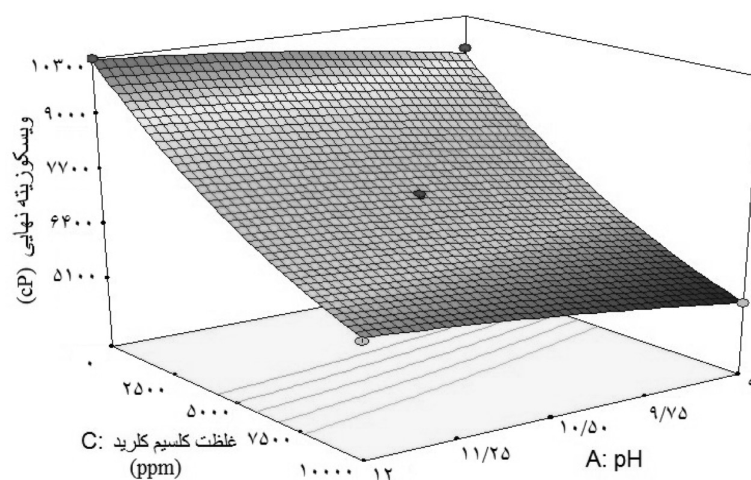
به‌منظور شبیه‌سازی رفتار ژل حین پمپاژ و پایین رفتن داخل لوله حفاری در عملیات کنترل هرزروی، نمونه به‌مدت ۱۰ min در دور ۲۰۰ RPM تحت shear قرار گرفت. سپس ویسکوزیته با زمان در نرخ برشی ۳ RPM اندازه‌گیری شد تا وضعیت ژل در داخل سازند شبیه‌سازی شود. شکل ۱۰ نشان می‌دهد که shear history ایجاد شده برای شبیه‌سازی حرکت ژل در حین پمپاژ، سرعت کراس لینکینگ و ویسکوزیته نهایی را افزایش می‌دهد و زمان رسیدن به ویسکوزیته نهایی را کاهش می‌دهد.

پایداری ژل با زمان

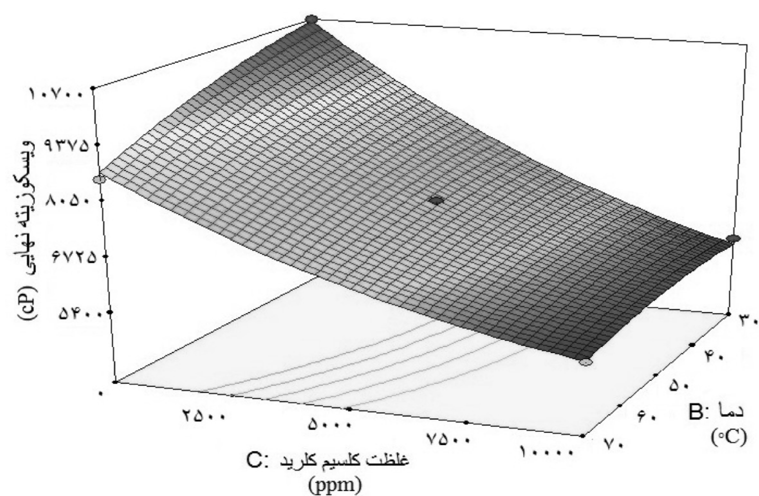
برای کنترل موفقیت‌آمیز هرزروی گل، پایداری و استحکام ژل در داخل شکاف برای یک دوره زمانی خاص مهم است.



شکل ۷ منحنی سه بعدی تأثیر هم‌زمان دما و pH روی ویسکوزیته نهایی ژل هیبریدی در غلظت کلسیم کلرید ۵۰۰۰ ppm

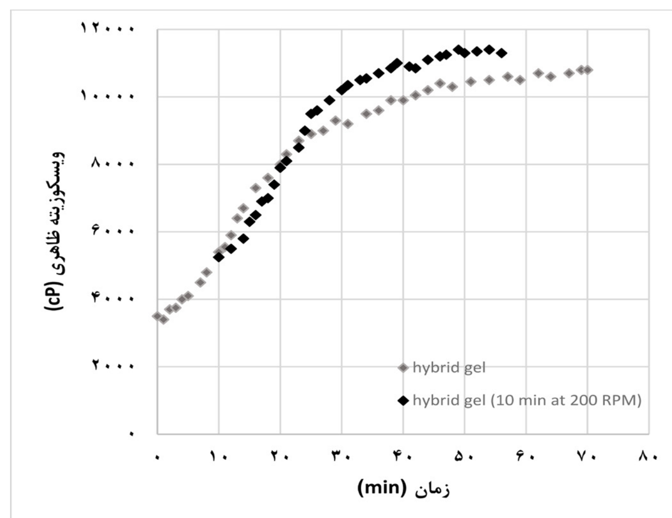


شکل ۸ منحنی سه بعدی تأثیر هم‌زمان غلظت کلسیم کلرید و pH روی ویسکوزیته نهایی ژل هیبریدی در دمای ۵۰ °C



شکل ۹ منحنی سه بعدی تأثیر هم‌زمان غلظت کلسیم کلرید و دما روی ویسکوزیته ژل هیبریدی در pH برابر با ۱۰/۵

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۳۶-۲۲



شکل ۱۰ تأثیر shear history برروی رفتار ژل هیبریدی

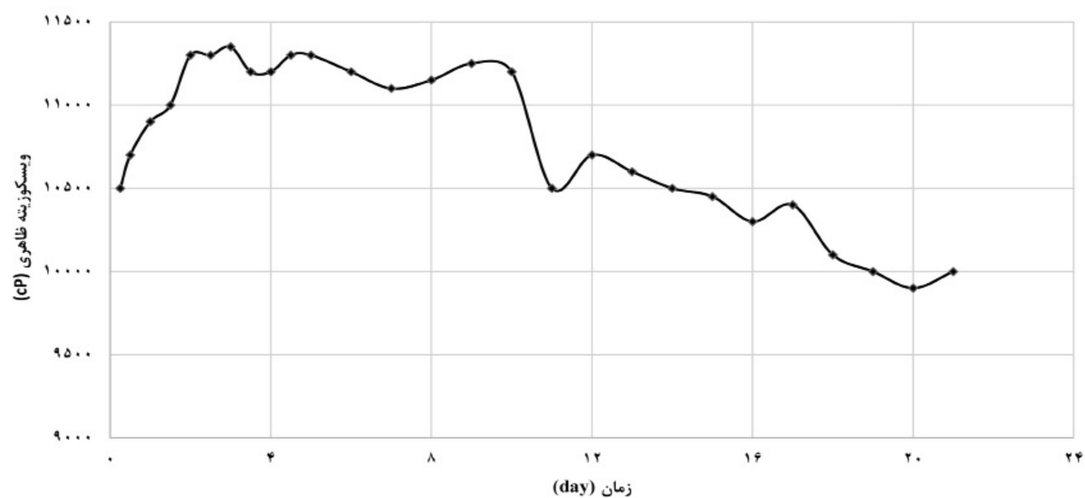
برای ارزیابی دوام و پایداری ژل در سازند، ویسکوزیته ژل به‌مدت ۲۱ روز در شرایط محیط اندازه‌گیری شد. شکل ۱۱ تغییرات ویسکوزیته ژل هیبریدی در طول ۲۱ روز را نشان می‌دهد. با توجه به شکل ۱۲، تغییرات ویسکوزیته با گذشت زمان کم است و ژل از پایداری و استحکام کافی در این دوره برخوردار است.

پایداری دینامیک ژل در سازندهای شکاف‌دار

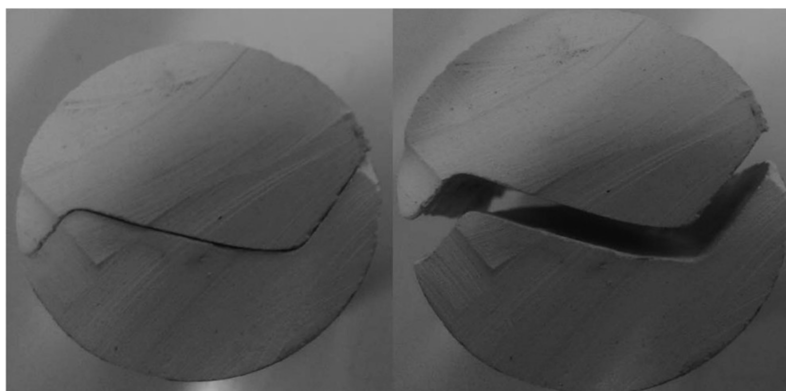
هدف از آزمایش پایداری دینامیک ژل، ارزیابی میزان اختلاف فشاری است که ژل‌ها در شکاف می‌توانند تحمل کنند تا از هرزروی بیشتر سیال جلوگیری شود. به عبارت دیگر، مقاومت ژل در برابر فشار سیال حفاری است. به‌دلیل اینکه به‌دست آوردن مغزه‌های طبیعی حاصل از حفاری چاه‌ها هزینه بالایی دارد، برای شبیه‌سازی سازندهای شکاف دار و بررسی عملکرد ژل درون شکاف، مغزه شکاف‌دار طراحی و ساخته شد. هدف از ساخت مغزه‌های کربناته در آزمایشگاه، امکان آزمایش در شرایط نزدیک به ایده آل و شبیه‌سازی ماتریس سنگ کربناته طبیعی است. شکل ۱۲ مغزه شکاف‌دار کربناته ساخته شده با عرض شکاف یک میلی متری در وسط را نشان می‌دهد. ژل پس از رسیدن به ویسکوزیته نهایی به داخل شکاف تزریق می‌شود و استحکام ژل با اندازه‌گیری فشار در ورودی شکاف تجزیه و تحلیل می‌شود تا حداکثر فشاری را که ژل می‌تواند در برابر هرزروی تحمل کند، به‌دست آید. شکل ۱۳ پروفایل فشار و ماکزیمم فشار سیل‌بندی شکاف را برای ژل هیبریدی نشان می‌دهد. با توجه به شکل ۱۳، وجود کلسیم کلرید در آب مورد نیاز برای ساخت ژل هیبریدی باعث کاهش استحکام ژل می‌شود و بنابرین حداکثر فشار قابل تحمل ژل درون شکاف به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد.

آسیب سازند

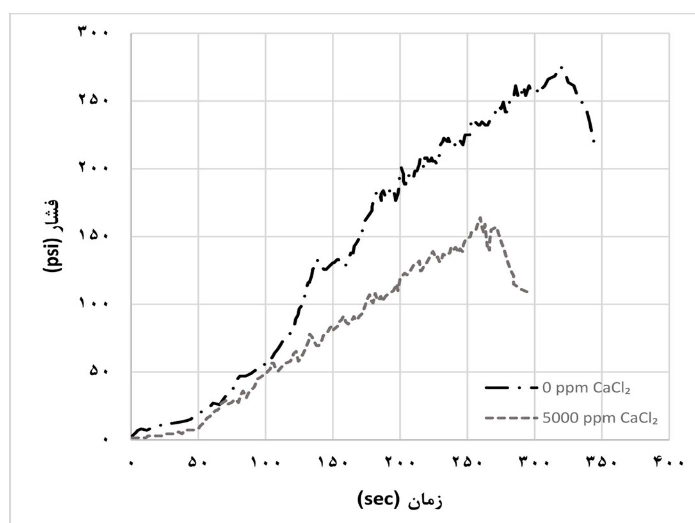
وجود ژل در داخل سازند یا شکاف در حین جریان دادن چاه می‌تواند باعث آسیب سازند شود. مواد مختلفی برای از بین بردن شبکه ژل با تقسیم مولکول‌های پلیمری به قطعات کوچکتر و یا با جدایش اتصال عرضی بین ساختار ژل، مورد استفاده قرار می‌گیرند [۳۰]. هیدروکلریک اسید (HCl) پرکاربردترین اسید برای گسیختگی شبکه ژل و حذف آن از داخل سازند و شکاف‌ها است [۳۱]. از هیدروکلریک اسید در دو غلظت ۱۵ و ۲۸٪ حجمی برای ارزیابی میزان گسیختگی ژل با زمان استفاده شد.



شکل ۱۱ پایداری ژل با زمان



شکل ۱۲ مغزه شکاف‌دار کربناته ساخته شده با عرض شکاف ۱ mm



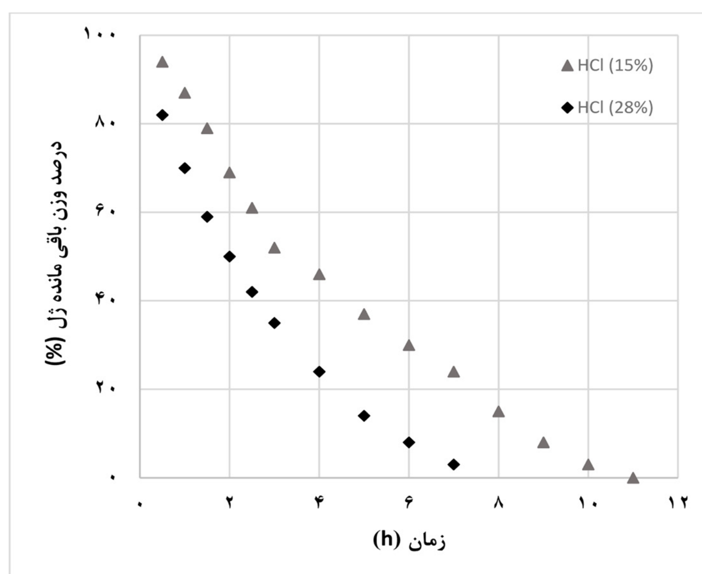
شکل ۱۳ استحکام ژل در برابر فشار داخل شکاف

مراحل اندازه‌گیری درجه تخریب ژل‌ها به شرح زیر است:

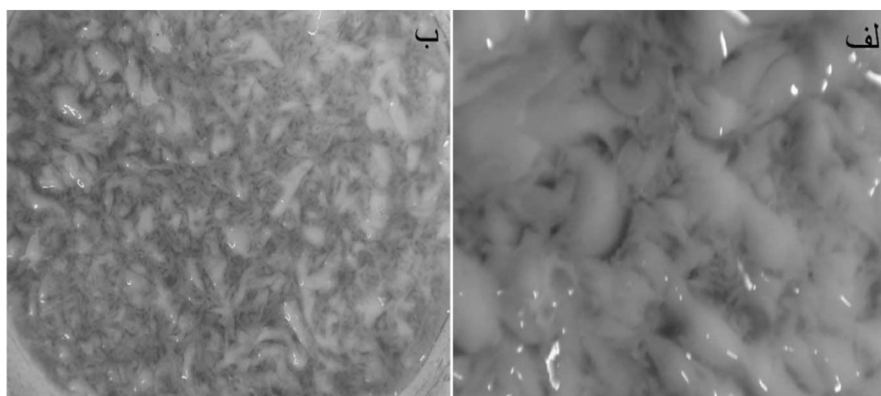
ابتدا ۱۰گرم ژل در ۳۰ سی سی محلول اسید در غلظت مورد نظر در بطری‌های شیشه‌ای نگه داری می‌شود و سپس وزن ژل باقی‌مانده براساس برنامه زمان بندی شده اندازه‌گیری می‌شود و میزان گسیختگی ژل با محاسبه درصد وزن باقی‌مانده[1] (WRP) از فرمول شماره ۲ تعیین می‌شود [۳۲].

$$WRP=(Wa)/(Wi)\times100\% \quad (۲)$$

Wa وزن اندازه‌گیری شده ژل پس از زمان مشخص و Wi وزن اولیه ژل هیبریدی است. شکل ۱۴ میزان WRP ژل هیبریدی در هیدروکلریک اسید ۱۵ و ۲۸٪ حجمی را با زمان نشان می‌دهد. همان‌طور که در شکل ۱۴ نشان داده شده است، با افزایش غلظت اسید از ۱۵ به ۲۸، نرخ گسیختگی ژل افزایش و زمان تجزیه کامل ژل کوتاه‌تر می‌شود. زمان گسیختگی کامل ژل‌ها در اسید ۲۸ و ۱۵٪ حجمی به‌ترتیب در حدود ۷ و ۱۱ ساعت اندازه‌گیری شد. انحلال وگسیختگی کامل ژل هیبریدی در اسید نشان‌دهنده عدم آسیب سازند ناشی از حضور ژل است. شکل ۱۵ تصویر ژل گسیخته شده در هیدروکلریک اسید ۱۵ و ۲۸٪ حجمی را نشان می‌دهد.



شکل ۱۴ مقدار گسیختگی ژل با زمان در هیدروکلریک اسید



شکل ۱۵ الف) ژل گسیخته شده در هیدروکلریک اسید ۱۵٪ حجمی؛ ب) ژل گسیخته شده در هیدروکلریک اسید ۲۸٪ حجمی

1. Weight Remaining Percentage

نتیجه‌گیری

افزودن فاز داخلی پایه روغنی مانند گازوئیل به ژل موجب کاهش هزینه تمام شده و افزایش ماندگاری ژل به‌دلیل عدم تخریب پلیمرها توسط باکتری‌ها می‌شود که از مزیت‌های ژل هیبریدی نسبت به ژل پلیمرها است. در این مقاله، تأثیر پارامترهای مختلف برروی ژل هیبریدی به‌منظور کنترل هرزروی گل حفاری مورد بررسی قرار گرفت و نتایج به‌دست امده به شرح زیر است:

• یکی از پارامترهای موثر بر عملکرد ژل، pH است. با افزایش pH، ویسکوزیته و نرخ کراس لینکینگ افزایش می‌یابد و زمان رسیدن ژل به ویسکوزیته نهایی کاهش می‌یابد.

• با افزایش دما، نرخ کراس لینکینگ تقریبا ثابت می‌ماند اما ویسکوزیته ژل و زمان رسیدن ژل به ویسکوزیته نهایی کاهش می‌یابد.

• حضور کلسیم کلرید ویسکوزیته اولیه ژل، سرعت کراس لینکینگ و ویسکوزیته نهایی ژل را کاهش می‌دهد. بنابراین کلسیم کلرید می‌تواند به‌عنوان یک عامل تأخیردهنده در کراس لینکینگ برای ژل‌هایی با غلظت بالای پلیمر استفاده شود.

• با افزایش غلظت کلسیم کلرید، عملکرد ژل امولسیونی و استحکام ژل در کنترل هرزروی به‌میزان قابل توجهی کاهش می‌یابد و نیز زمان رسیدن ژل به استحکام نهایی به تعویق می‌افتد.

• نتایج آزمایشگاهی نشان داد که ژل هیبریدی را می‌توان به‌راحتی با هیدروکلریک اسید از سازند حذف کرد که نشان‌دهنده خواص غیر مخرب ژل امولسیونی است.

• ویسکوزیته فاز داخلی تأثیر کمی بر ویسکوزیته نهایی ژل دارد و از مواد پایه روغنی مختلفی می‌توان به‌عنوان فاز داخلی ژل امولسیونی استفاده کرد.

برای پیش‌بینی ویسکوزیته نهایی ژل روش سطح پاسخ Box –Behnken مورد بررسی قرار گرفت. نتایج آنالیز واریانس نشان داد که مدل می‌تواند داده‌های آزمایشگاهی را با دقت مناسبی پوشش دهد و مقادیر بالای ضریب همبستگی (R^2) و ضریب همبستگی تعدیل شده (adj R^2) نشان دهنده ارتباط قوی بین مقادیر پیش‌بینی شده و داده‌های آزمایشگاهی است.

مراجع

[1]. Luzardo J, Oliveira E P, Derks P W J, Nascimento R V, Gramatges A P, Valle R, Inderberg K (2015) Alternative lost circulation material for depleted reservoirs, In OTC Brasil, OnePetro, doi.org/10.4043/26188-MS.

[2]. Zhong H, Shen G, Yang P, Qiu Z, Jin J, Xing X (2018) Mitigation of lost circulation in oil-based drilling fluids using oil absorbent polymers, Materials, 11, 10: 2020.

[3]. Al Menhali S, Abdul Halim A O, Al Menhali S (2014) Curing losses while drilling and cementing, Society of Petroleum Engineers.

[4]. Nasiri A, Ameri Shahrabi M, Keshavarz Moraveji M (2018) Experimental investigation of the performance of different lost circulation materials and introducing a new type of eco-friendly lost circulation additive, Petroleum Research, 28, 97-3: 47-58, 10.22078/PR.2018.2874.2334.

[5]. Alsaba M, Nygaard R, Hareland G (2014) Review of lost circulation materials and treatments with an updated classification, AADE National Technical Conference and Exhibition, Houston, 15-16

[6]. Ashoori S, Bahari Moghadam M, Nazemi R, Nooripoor V, Ahmadabadi M (2022) Dynamically evaluating the performance of naturally occurring additives to control lost circulation: on the effect of lost circulation material type, Particle-Size Distribution, and Fracture Width. SPE Journal, 1-23.

[7]. Hashmat M D, Sultan Abdullah S, Saifur R, Hussain S M (2016) Crosslinked polymeric gels as loss circulation materials: an experimental study, Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition.

[8]. Jia H, Chen H, Guo S (2017) Fluid loss control mechanism of using polymer gel pill based on multi-crosslinking during overbalanced well workover and completion, Fuel, 210: 207-216.

[9]. Hamza A, Shamlooh M, Hussein I A, Nasser M, Salehi S (2019) Polymeric formulations used for loss circulation materials and wellbore strengthening applications in oil and gas wells: A review, Journal of Petroleum Science and Engineering, 180: 197-214.

[10]. Ay A, Gucuyener I H, Kök M V (2014) An experimental study of silicate–polymer gel systems to seal

shallow water flow and lost circulation zones in top hole drilling, Journal of Petroleum Science and Engineering, 122: 690-699
[11]. Wang H, Sweatman R, Engelman B, Deeg W, Whitfill D, Soliman M (2008) Best practice in understanding and managing lost circulation challenges, SPE Drill Completion, 23, 2: 168e75.
[12]. Jiang G, Deng Z, He Y, Li Z, Ni X (2019) Cross-linked polyacrylamide gel as loss circulation materials for combating lost circulation in high temperature well drilling operation, Journal of Petroleum Science and Engineering, 181: 106250.
[13]. Malmir P, Hashemi A, Soltani Soulgani B (2019) Experimental study of polymer injection on enhanced oil recovery from heavy oil reservoirs and determination of optimum injection concentration, Journal of Petroleum Research, 29, 98-3: 120-130, doi: 10.22078/pr.2019.3503.2602.
[14]. Mokhtari M, Ozbayoglu M E (2010) Laboratory Investigation on gelation behavior of xanthan cross-linked with borate intended to combat lost circulation, In SPE Production and Operations Conference and Exhibition, OnePetro, https://doi.org/10.2118/136094-MS.
[15]. Kakadjian S, Rauseo O, Marquez R, Gabay R, Tirado Y, Blanco J (2001) Crosslinked emulsion to be used as fracturing fluids, In SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, OnePetro, https://doi.org/10.2118/65038-MS.
[16]. Roodhart L P, Davies D R (1987) Polymer emulsion: the revival of a fracturing fluid, In SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, OnePetro, https://doi.org/10.2118/16413-MS.
[17]. Saikia T, Sultan A, Barri A, Shamsan A (2020) Emulsified polymer gel pickering emulsion for conformance control: emulsion formulation, stability and coreflooding investigation, In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. OnePetro, https://doi.org/10.2118/199237-MS.
[18]. Saikia T, Sultan A, Barri A A, Khamidy N I, Shamsan A A, Almohsin A, Bataweel M (2020) Development of pickering emulsified polymeric gel system for conformance control in high temperature reservoirs, Journal of Petroleum Science and Engineering, 184: 106596, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106596.
[19]. Gao S, Guo J, Nishinari K (2008) Thermoreversible konjac glucomannan gel cross-linked by borax, Carbohydrate Polymers, 72, 2: 315-325, https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2007.08.015.
[20]. Fan H, Gong Z, Wei Z, Chen H, Fan H, Geng J Dai C (2017) Understanding the temperature–resistance performance of a borate cross-linked hydroxypropyl guar gum fracturing fluid based on a facile evaluation method, RSC advances, 7, 84: 53290-53300, https://doi.org/10.1039/C7RA11687J.
[21]. Harris P C, Batenburg D V (2000) A comparison of freshwater and seawater-based borate crosslinked fracturing, Paper SPE 50777 presented at International Symposium of Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, USA, 16-19, https://doi.org/10.2118/50777-MS.
[22]. Kruijf A S, Roodhart L P, Davies D R (1993). Relation between chemistry and flow mechanics of borate-crosslinked fracturing fluids, SPE Journal of Production and Facilities, https://doi.org/10.2118/25206-PA.
[23]. Harris P C (1993) Chemistry and rheology of borate-crosslinked fluids at temperatures to 300°F", Journal of Petroleum Technology, 45, 03: 264-269, https://doi.org/10.2118/24339-PA.
[24]. Sedaghatzadeh M, Shahbazi K, Pourafshary P, Razavi S A (2019) The effect of cations on gelation of cross-linked polymers, Petroleum Exploration and Development, 46, 4: 826-832, https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60241-7.
[25]. Esmaeilirad N, White S, Terry C, Prior A, Carlson K (2016) Influence of inorganic ions in recycled produced water on gel-based hydraulic fracturing fluid viscosity, Journal of Petroleum Science and Engin-eering, 139: 104-111, https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.12.021.
[26]. Li L, Al-Muntasheri G A, Liang F (2016) A review of crosslinked fracturing fluids prepared with produced water, Petroleum, 2, 4: 313-323, https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.10.001.
[27]. Ferreira S C, Bruns R E, Ferreira H S, Matos G D, David J M, Brandão G C, Dos Santos W N L (2007) Box-Behnken design: an alternative for the optimization of analytical methods. Analytica chimica acta, 597, 2: 179-186, https://doi.org/10.1016/j.aca.2007.07.011.
[28]. Khuri A I, Mukhopadhyay S (2010) Response surface methodology, Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics, 2, 2: 128-149, doi: https://doi.org/10.1002/wics.73.
[29]. Montgomery D C (2017) Design and analysis of experiments, John wiley and sons.
[30]. Al-Muntasheri G A, Li L, Liang F, Gomaa, A.M. Concepts in cleanup of fracturing fluids used inconventional reservoirs: A literature review, SPE Production and Operations, 33, 02: 196-213, https://doi.org/10.2118/186112-PA.
[31]. Almubarak T, Ng J H C, AlKhaldi M, Panda S, Nasr-El-Din H A (2020) Insights on potential formation damage mechanisms associated with the use of gel breakers in hydraulic fracturing, Polymers, 12, 11: 2722, https://doi.org/10.3390/polym12112722.
[32]. Zhou E (2019) Breaker evaluation and formation damage remediation of re-crosslinkable preformed particle gel (RPPG). M.S. in Petroleum Engineering, Geosciences and Geological and Petroleum Engineering. Missouri University of Science and Technology.

مطالعه جذب سطحی متان درون منافذ کانی کلسیت در مخازن شیل گازی با روش شبیه‌سازی مولکولی

سعید بابائی[۱*]، مهدی استادحسن[۲،۳،۴]، سید علی معلمی[۵]، مهراب رشیدی[۶]، حسن قاسم‌زاده[۱] و علی کدخدائی[۷]

۱- گروه ژئوتکنیک، دانشکده مهندسی عمران، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تهران، ایران

۲- موسسه نفت و گاز غیرمتعارف، دانشگاه نفت شمال شرقی، داکینگ، چین

۳- موسسه علوم‌زمین، دانشگاه کیل، کیل، آلمان

۴- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه فردوسی مشهد، ایران

۵- پردیس پژوهش و توسعه صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۶- مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران، تهران، ایران

۷- گروه علوم زمین، دانشکده علوم طبیعی، دانشگاه تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۲/۲۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۲/۰۲

چکیده

محاسبه صحیح میزان جذب سطحی مطلق سیال متان درون نانومنافذ مخازن شیل گاز به‌منظور تخمین حجم گاز درجا یکی از کلیدی‌ترین پارامترها است. در مطالعات آزمایشگاهی تنها هم‌دمای جذب سطحی اضافی به‌صورت مستقیم قابل اندازه‌گیری است و برای محاسبه هم‌دمای جذب سطحی مطلق، نیاز به معلوم بودن پارامتر چگالی جذب شده می‌باشد. بدین منظور در اکثر مطالعات با استفاده از مقداری ثابت برای این پارامتر و با به کار بردن مدل جذب لانگمویر، هم‌دمای جذب سطحی مطلق محاسبه می‌شود. در پژوهش حاضر با استفاده از روش شبیه‌سازی مولکولی به مطالعه دقیق‌تر نحوه محاسبه چگالی جذب شده در کانی کلسیت پرداخت شده است. بدین منظور سیال متان درون کانی کلسیت با اندازه منفذ ۴ nm در دماهای ۳۰ و ۹۰ °C و فشار تا ۵۰ MPa شبیه‌سازی و به بررسی اثرات دما و فشار در مقدار جذب سطحی و چگالی جذب شده پرداخت شده است. این مطالعه نشان داد که مقدار جذب سطحی، با افزایش فشار و دما، به‌ترتیب افزایش و کاهش می‌یابد. همچنین نتایج حاکی از آن است که استفاده از مدل جذب لانگمویر با چگالی جذب شده ثابت، برای تخمین جذب سطحی مطلق مقادیر کمتری نسبت به مقدار واقعی از خود نشان می‌دهد و با افزایش فشار، این خطا افزایش می‌یابد و استفاده از چگالی جذب شده به‌دست آمده از شبیه‌سازی مولکولی به‌منظور تبدیل هم‌دمای جذب سطحی اضافی به مطلق می‌تواند نتایج قابل قبولی ارائه دهد.

کلمات کلیدی: شیل گازی، جذب سطحی، کلسیت، لانگمویر، شبیه‌سازی مولکولی

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی s.babaei@email.kntu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4762.3136)

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۴۸-۲۷

مقدمه

در اکثر جوامع، مصرف سوخت‌های فسیلی همچنان زیاد است و سهم سوخت‌های فسیلی در ترکیب انرژی جهانی بسیار قابل توجه است. طبق گزارش آژانس بین‌المللی انرژی[1]، قرن حاضر متعلق به عصر طلایی گاز طبیعی است و ما در حال حاضر شاهد رشد چشم‌گیر بازار گاز به‌عنوان سوخت کلیدی برای تولید انرژی، حمل و نقل و بخش صنعتی در سراسر جهان هستیم. گاز طبیعی پاک‌ترین سوخت فسیلی است. آژانس بین‌المللی انرژی پیش‌بینی می‌کند که رشد سهم گاز طبیعی در انرژی دو برابر سریع‌تر از سایر سوخت‌های فسیلی خواهد بود و تقریباً ۴۰٪ از گاز تولید شده از منابع گازهای غیرمتعارف خواهد بود [۱]. در این راستا، منابع گاز غیرمتعارف، مانند شیل گازی[2]، متان موجود در لایه‌های زغالی[3] و هیدرات‌های گاز طبیعی، موضوعات داغ تحقیقاتی در حوزه انرژی و سوخت هستند. رونق شیل گازی در اوایل دهه ۲۰۰۰، یک اتفاق مهم برای صنعت نفت و گاز بوده است. از آن زمان، تحقیق و توسعه شیل گازی نیز با رشد تصاعدی در مقیاس جهانی همراه شده است [۲ و ۳]. به‌عنوان مثال، مخازن متراکم گازی[4] و شیل گازی بیش از ۷۵٪ از تولید گاز طبیعی در ایالات متحده را تشکیل می‌دهند و تا سال ۲۰۵۰، این گاز می‌تواند بیش از ۹۰٪ از کل تولید گاز ایالات متحده را تشکیل دهد [۴]. کشور چین در حال حاضر دومین استخراج کننده بزرگ شیل گازی پس از ایالات متحده است و همراه با انقلاب شیل گازی در جهان در حال پیشروی است [۵]. شرایط و ویژگی‌های زمین‌شناسی کاملاً متفاوت و منحصربه‌فرد شیل گازی در هر مخزن باعث می‌شود مطالعات دقیق و جامع از جنبه‌های مختلف در هر مخزن انجام گردد. در ایران نیز با توجه به اهمیت مخازن غیرمتعارف، مطالعات اولیه به‌منظور بررسی و پی جویی مقدماتی منابع شیل گازی در حوضه‌های رسوبی زاگرس، کپه داغ و ایران مرکزی توسط مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران صورت گرفت [۸-۶].

یکی از اصلی‌ترین گام‌ها در اکتشاف و مطالعه مخازن گازی، تخمین حجم گاز درجا[5] است. در مخازن شیل گازی، سیال می‌توانند به سه صورت (۱) گاز آزاد در درزها، (۲) جذب شده برروی سطح مواد آلی و غیرآلی، (۳) به‌صورت حل شده در ماده آلی (کروژن[6]، آسفالتین)، نفت و آب حضور داشته باشد [۹ و ۱۰]. برخلاف مخازن متعارف [۱۱ و ۱۲]، در مخازن غیرمتعارف وجود اندازه منافذ بسیار ریز و در مقیاس نانو (2-50 nm) [۱۳ و ۱۴]، باعث می‌شود که ۲۰ تا ۸۵٪ گاز موجود در مخازن گاز شیل به‌صورت جذب سطحی در مواد آلی و غیرآلی حضور یابد [۱۵]. پیچیدگی‌های مخازن شیل گازی، همچون اندازه منافذ در مقیاس نانو و افزایش برهم‌کنش سیال گازی با دیواره منفذ باعث ایجاد چالش‌های جدی در تخمین حجم گاز درجا می‌شود. همچنین، مخازن شیل گازی متشکل از مواد مختلف، مانند مواد آلی (کروژن)، کانی‌های رسی (مونت موریلونیت، ایلیت، کائولنیت)، کلسیت، کوارتز و ... است که هر ماده سهم به‌سزایی در ظرفیت جذب گاز دارد [۱۶]. با توجه به تنوع مواد تشکیل‌دهنده شیل در یک مخزن با مخزن‌های دیگر و عدم مطالعات تفصیلی در مخازن شیل گازی ایران، مطالعه دقیق و شناخت رفتار جذب سیال در مواد غالب تشکیل‌دهنده مخزن شیل گازی برای تخمین و محاسبه اولیه ظرفیت حجم گاز درجا ضروری است. نتایج آنالیزهای پراش پرتو ایکس[7] برای مخازن شیل مارسلوس[8] و ایگل فورد[9] به‌ترتیب حدود ۸۰ و ۴۰٪ کلسیت را نشان می‌دهد [۱۷].

1. International Energy Agency (IEA)
2. Shale Gas
3. Coalbed Methane
4. Tight Gas
5. Gas In Place (GIP)
6. Kerogen
7. X-ray Diffraction
8. Marcellus
9. Eagle Ford

همچنین، وفایی و همکاران [۷] نشان دادند بعضی از نمونه‌های سازند شیل گازی گرو، می‌تواند تا ۹۷٪ کلسیت داشته باشد. با توجه به اینکه کلسیت یکی از مؤلفه‌های غالب مخازن شیل گازی ایران است، شناخت دقیق ساز و کار جذب سطحی سیال در این ماده می‌تواند در تخمین بهتر ظرفیت حجم گاز درجا در مخازن شیل گازی ایران و ادامه اکتشافات کمک کند. اکثر اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی جذب سطحی، تا فشار متوسط (تا MPa ۱۵) انجام می‌گیرد و اندازه‌گیری در فشارهای بالا نیازمند تجهیزات گران‌قیمت و پیشرفته است [۱۸]. درحالی‌که محدوده فشار مخازن شیل می‌تواند تا ۵۰ MPa نیز باشد [۱۹ و ۲۰]. همچنین، مطالعات آزمایشگاهی تنها می‌توانند جذب سطحی اضافی را به‌صورت مستقیم محاسبه کنند، درحالی‌که برای تخمین گاز درجا نیاز به‌دست‌یابی به جذب سطحی مطلق است [۱۶ و ۱۸]. در نتیجه از رابطه قانون گیبس [۲۱] (رابطه ۱) و استفاده از مدل‌های هم‌دمای جذب همچون مدل لانگمویر [۲۲ و ۲۳] (رابطه ۲) اقدام به تخمین جذب سطحی مطلق می‌شود. جذب سطحی اضافی برابر با مقدار کل سیال درون منفذ منهای چگالی توده سیال در دما و فشار مشابه است درحالی‌که جذب سطحی مطلق برابر با چگالی لایه جذب شده در سطح جاذب است [۲۴].

$$n_{ex} = n_{ab}(1-\frac{\rho_g}{\rho_{ad}}) \quad (۱)$$

$$n_{ab} = \frac{n_{max}K_0P}{1+K_0P} \quad (۲)$$

که در رابطه ۱، n_{ex} جذب سطحی اضافی، n_{ab} جذب سطحی مطلق، ρ_g چگالی توده گاز و ρ_{ad} چگالی جذب شده است. در رابطه ۲، n_{max} حداکثر ظرفیت جذب، K_0 ثابت لانگمویر و P فشار می‌باشد. با جایگزین کردن رابطه ۲ در رابطه ۱، رابطه ۳ به‌دست می‌آید.

$$n_{ex} = \frac{n_{max}K_0P}{1+K_0P}(1-\frac{\rho_g}{\rho_{ad}}) \quad (۳)$$

مطابق رابطه ۳، برای محاسبه هم‌دمای جذب سطحی مطلق با استفاده از قانون گیبس، نیاز به داشتن چگالی جذب شده سیال است. با توجه به محدوده قرارگیری عمق مخازن شیل (فشار و دمای مخزن)، سیال همواره در حالت فوق بحرانی قرار دارد و محاسبه چگالی جذب شده به‌صورت مستقیم با کارهای آزمایشگاهی در نانومنافذ غیر ممکن است [۲۵]. در نتیجه در مطالعات آزمایشگاهی معمولاً از دو روش با فرضیات ساده برای محاسبه چگالی جذب شده استفاده می شود [۲۶]: (الف) استفاده از یک مقدار ثابت برابر با چگالی مایع متان ($423\ kg/m^3$)، (ب) مقدار چگالی جذب شده به‌عنوان یک پارامتر متغیر در نظر گرفته شده و با استفاده از برازش کردن رابطه ۳ با نتایج هم‌دمای جذب سطحی اضافی محاسبه می‌گردد.

مطالعات آزمایشگاهی برای اندازه‌گیری جذب سطحی نتایج ارزشمندی ارائه می‌دهند، اما همان‌طور که اشاره شد این نتایج دارای محدودیت‌هایی هستند. یکی از ابزارهایی که می‌تواند مکمل کارهای آزمایشگاهی در زمینه مطالعه جذب سطحی مخازن شیل گازی باشد استفاده از شبیه‌سازی‌های مولکولی[۱] [۲۷] می‌باشد که قادر است برخی از محدودیت‌های مطالعات آزمایشگاهی را برطرف کند. در این روش، پدیده‌ها در مقیاس نانو شبیه‌سازی می‌شوند و می‌توان مستقیماً هم‌دمای جذب سطحی مطلق و چگالی جذب شده را محاسبه کرد [۲۶، ۲۸ و ۲۹]. به‌عنوان مثال، قاسم‌زاده و همکاران [۲۶] به بررسی نحوه تبدیل هم‌دمای جذب سطحی اضافی به مطلق متان درون گرافن در اندازه منافذ، دما و فشارهای مختلف پرداختند و نشان دادند، نحوه محاسبه چگالی جذب شده تأثیر به‌سزایی در تخمین مقدار جذب سطحی مطلق دارد. در ادامه قاسم‌زاده و بابائی [۳۰] و لیو و همکاران [۳۱] به‌ترتیب به بررسی مدل‌های جذب در تخمین ظرفیت جذب مطلق متان و اتان پرداختند.

1. Molecular Simulations

نتایج نشان داد استفاده از حجم جذب شده نتایج بهتری نسبت به استفاده از مدل‌های جذب برای تخمین جذب مطلق ارائه می‌دهد. در نتیجه در این مطالعه با توجه به اهمیت مخازن شیل گازی در ایران با استفاده از روش شبیه‌سازی مولکولی به بررسی مکانیزم جذب سطحی، به‌منظور شناخت بهتر تخمین ظرفیت حجم گاز درجا پرداخته خواهد شد.

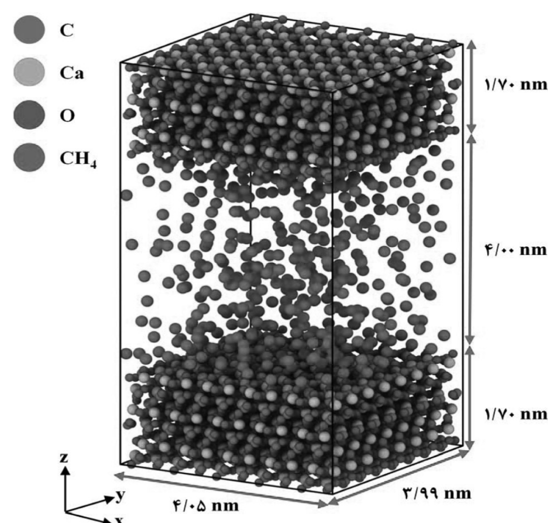
روش‌های شبیه‌سازی مولکولی به دو دسته دینامیک مولکولی[1] و مونت کارلو[2] تقسیم می‌شوند [۳۲]. تاکنون مطالعات زیادی با استفاده از روش‌های دینامیک مولکولی و مونت کارلو برای جذب سطحی در مخازن شیل گازی انجام شده است. همچنین با توجه به اینکه متان، حدود ۹۴٪ مؤلفه تشکیل‌دهنده گاز شیل است [۳۳]، بیشتر مطالعات انجام شده به بررسی جذب سطحی متان در سنگ‌های مختلف تمرکز داشته‌اند. با این حال، مطالعات بسیار کمی در مورد جذب سطحی متان در کانی کلسیت صورت گرفته است. به‌عنوان مثال، ژانگ و همکاران [۳۴] با استفاده از شبیه‌سازی دینامیک مولکولی و نظریه تابع چگالی[3] به مطالعه جذب سطحی متان و کربن‌دی‌اکسید در سه نوع پلیمورف کلسیم کربنات[4] (آراگونیت، واتریت و کلسیت) پرداختند. نتایج نشان داد جذب سطحی کربن‌دی‌اکسید نسبت به متان در این کانی‌ها بیشتر است. همچنین، قدرت جذب سطحی متان به‌صورت آراگونیت > واتریت > کلسیت و جذب سطحی کربن‌دی‌اکسید به‌صورت واتریت > آراگونیت > کلسیت است. اسپرا و فرانکو[5] [۳۵] با استفاده از شبیه‌سازی دینامیک مولکولی و روش نِمد[6] به بررسی تأثیر گرادیان دما در مقدار جذب سطحی سیالات متان، پنتان و ترکیب متان/پنتان در کلسیت پرداختند. در این مطالعه، اندازه منفذ nm ۳/۵ و دما در دیواره‌های کلسیت به‌ترتیب K ۴۲۵ و ۳۲۵ انتخاب شد تا اثر گرادیان دما ارزیابی گردد. آنها نتیجه گرفتند مقدار ظرفیت جذب سطحی، علاوه‌بر فشار و دما به گرادیان دما نیز وابسته است و گرادیان دما می‌تواند تأثیر به‌سزایی در ظرفیت جذب سطحی بگذارد. راویپتی و همکاران [۳۶]، با استفاده از شبیه‌سازی GCMC [7] به بررسی تأثیر تزریق کربن‌دی‌اکسید به‌منظور استخراج سیال گازی در کانی کلسیت با اندازه منفذ nm ۳/۹۳۷ پرداختند. در این مطالعه دماهای ۲۷۵، ۲۹۵، ۳۱۵ و K ۳۵۰ و فوگاسیته کربن‌دی‌اکسید تا Pa ۱۰۷ انتخاب شد. در این مطالعه برای بررسی جذب سطحی رقابتی بین سیال‌ها، فوگاسیته سیال پایه به‌عنوان مثال متان ثابت در نظر گرفته شد و سپس با افزایش فوگاسیته کربن‌دی‌اکسید به بررسی مقدار جذب سطحی پرداخته‌اند. بدین منظور جذب سطحی کربن‌دی‌اکسید، کربن‌دی‌اکسید/متان و کربن‌دی‌اکسید/متان/آب در کلسیت مورد مطالعه قرار گرفت. نتایج نشان داد در فوگاسیته متان برابر MPa ۵ و در غیاب کربن‌دی‌اکسید، مقدار جذب سطحی متان کم است که بیانگر عدم تمایل زیاد جذب متان به کلسیت (۱۰۴) دارد. در ادامه با تزریق و افزایش مقدار کربن‌دی‌اکسید، مقدار جذب سطحی متان کاهش پیدا می‌کند که بیانگر قدرت جذب سطحی بیشتر کربن‌دی‌اکسید نسبت به متان است. همچنین، آن‌ها مشاهده کردند که در غیاب کربن‌دی‌اکسید، با توجه به مقدار کم آب در منفذ (Pa۱۰۰ =فوگاسیته آب)، ظرفیت جذب سطحی آب بیشتر از متان می‌باشد. در نتیجه تمایل جذب سطحی آب در کلسیت بیش از کربن‌دی‌اکسید و متان (آب> کربن‌دی‌اکسید > متان) است. مطالعات انجام گرفته در ادبیات فنی، نتایج ارزشمندی ارائه می‌دهند با این حال، در هیچ یک از مطالعات انجام گرفته، به بررسی محاسبه چگالی جذب شده و نحوه محاسبه هم‌دمای جذب سطحی مطلق متان در کانی کلسیت نپرداخته‌اند.

1. Molecular Dynamics (MD)
2. Monte Carlo (MC)
3. Density Function Theory (DFT)
4. $CaCO_3$ Polymorphs
5. Spera and Franco
6. Non-Equilibrium Molecular Dynamics (NEMD)
7. Grand Canonical Monte Carlo

در نتیجه در مطالعه مذکور با شبیه‌سازی مولکولی سیال متان درون کانی کلسیت با اندازه منفذ ۴ nm، به بررسی اثر دما، نحوه محاسبه چگالی جذب شده و صحت‌سنجی مدل هم‌دمای جذب لانگمویر برای محاسبه مقدر جذب سطحی مطلق تا فشار ۵۰ MPa پرداخت خواهد شد.

شبیه‌سازی مولکولی

در این پژوهش، از کانی کلسیت (۱۰۴)، استفاده شده است که پایدارترین سطح کانی کلسیت می‌باشد [۳۷]. ابعاد جعبه شبیه‌سازی به‌صورت سه بعدی در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل ۱ ابعاد جعبه شبیه‌سازی

در این مطالعه، اندازه منفذ ۴ nm می‌باشد که این فاصله از مرکز به مرکز اتم‌های داخلی منفذ اندازه‌گیری شده است. یکی از اساسی‌ترین و مهم‌ترین بخش‌های شبیه‌سازی انتخاب میدان نیروی مناسب است. در این مطالعه برای سیال متان از میدان نیروی TraPPE-UA [۳۸] و برای کلسیت از میدان نیروی توسعه داده شده توسط ژیائو و همکاران [۳۹] استفاده شده است که سازگاری خوبی این میدان‌های نیرو با همدیگر دارند [۳۵ و ۳۷]. برای کاهش هزینه محاسباتی، کلسیت به‌صورت صلب در نظر گرفته شده و از حرکت و ارتعاشات آن صرف نظر شده است. شرایط مرزی متناوب[1] تنها در جهت x و y در نظر گرفته شده است و در جهت z برای به حداقل رساندن اثرات غیرفیزیکی ناشی از برهم‌کنش بین تصاویر متناوب، از شرایط مرزی متناوب استفاده نشده است [۴۰ و ۴۱]. با توجه به اینکه در میدان نیروی متان، بار الکتریکی صفر است، تنها نیروهای واندروالسی در این شبیه‌سازی در نظر گرفته شده است. بدین منظور، پتانسیل لنارد-جونز[2] (۱۲-۶) با شعاع قطع ۱/۴ nm [۳۸] برای برهم‌کنش ذرات انتخاب شد و از برهم‌کنش‌های بین ذرات بعد از شعاع قطع صرف نظر شده است [۲۶]. همچنین، از قانون اختلاط[3] لورنتز-برتولت[4] [۴۲] برای برهم‌کنش اتم‌های مختلف باهم استفاده شده است. در این پژوهش از نرم‌افزار متن باز لمپس[5] [۴۳] و روش شبیه‌سازی هیبردی GCMC/MD [۲۶] برای مطالعه جذب سطحی استفاده شده است. در شبیه‌سازی GCMC، پتانسیل شیمیایی، حجم و دما در طی شبیه‌سازی ثابت است [۳۲]. برای محاسبه پتانسیل شیمیایی، ابتدا چندین شبیه‌سازی در شرایط توده و بدون حضور کلسیت درون جعبه شبیه‌سازی با ابعاد ۵ nm ×۵ nm ×۵ nm و با شعاع قطع ۱/۴ nm همراه با تصحیح دنباله[6] [۴۴] برای برهم‌کنش‌های لنارد-جونز انجام شده است. در این شبیه‌سازی‌ها، پتانسیل شیمیایی با مقادیر مختلف به‌عنوان پارامتر ورودی لحاظ شده و سپس بعد از به تعادل رسیدن شبیه‌سازی، فشار سیستم اندازه‌گیری شده است. سپس رابطه‌ای بین پتانسیل شیمیایی و فشار نوشته شده و پتانسیل شیمیایی فشارهای مدنظر انتخاب می‌شود [۴۵]. دلیل استفاده از هیبرد دینامیک مولکولی با هنگرد[7] NVT با GCMC، به‌دلیل به تعادل رسیدن سریع و کنترل بهتر دمای سیستم است [۲۶].

1. Periodic Boundary Condition
2. Lennard_Jones
3. Mixing Rule
4. Lorent_Berthelot
5. LAMMPS
6. Tail Correction
7. Ensemble

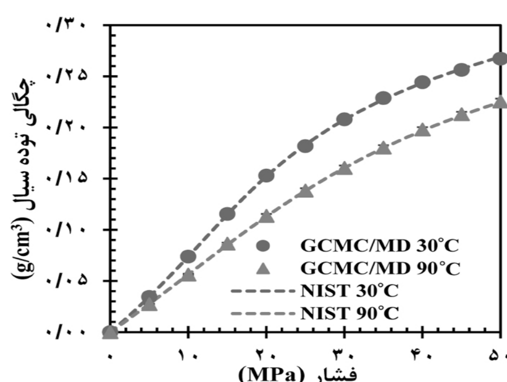
پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۴۸-۲۷

در این مطالعه به‌ازای هر ۱۰۰۰ گام با گام زمانی fs ۱ در هنگرد NVT، یک سیکل GCMC انجام می‌شود. هر سیکل GCMC، شامل ۵۰۰ حرکت اضافه/حذف ذرات و ۵۰۰ حرکت انتقالی است. لازم به ذکر است در این مطالعه از ترموستات نوزه-هوور[1] [۴۶] برای کنترل دما استفاده شده است. زمان کل شبیه‌سازی ns ۱۰ انتخاب شده است که ns ۵ اول، برای به تعادل رسیدن سیستم و ns ۵ آخر برای محاسبه خروجی‌ها استفاده شده است. در این مطالعه، مبنای به تعادل رسیدن سیستم براساس نمودار انرژی و نوسان تعداد مولکول‌های متان با زمان می‌باشد به‌طوری‌که بعد از به تعادل رسیدن سیستم، تعداد مولکول‌های متان حول مقدار متوسطی در نوسان بوده که نشان‌دهنده تعادل خوب سیستم است [۳۲]. لازم به‌ذکر است در این پژوهش از الگوریتم متروپلیس[2] برای شبیه‌سازی GCMC استفاده شده است. برای صحت‌سنجی روش شبیه‌سازی و میدان نیرو، نتایج هم‌دمای چگالی توده متان در دو دمای ۳۰ و ۹۰ °C با نتایج آزمایشگاهی (NIST) [3] [۴۷] مقایسه شد. مطابق شکل ۲، نتایج شبیه‌سازی GCMC/MD، دقت خوبی دارد که بیانگر درستی روند مطالعه و روش انتخابی در این پژوهش است.

نتایج و بحث

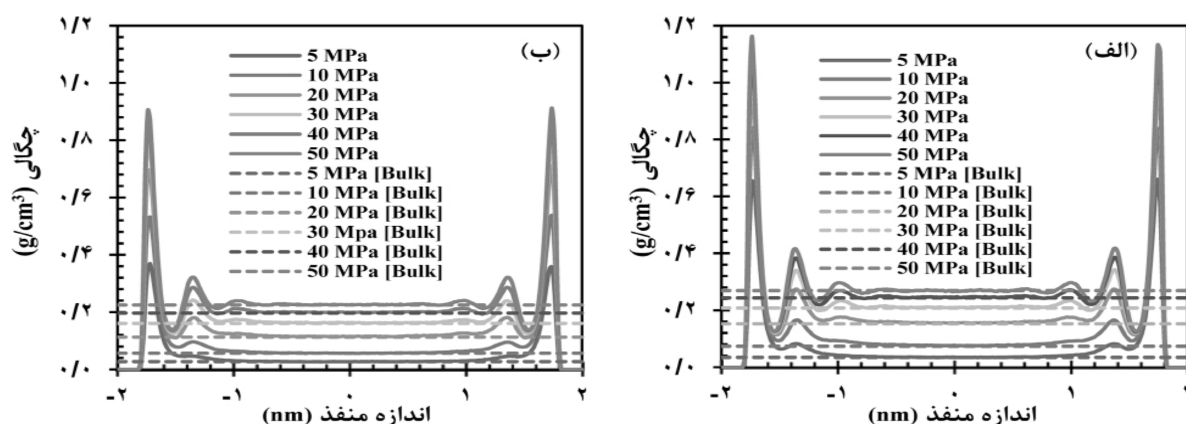
پروفایل چگالی

در شکل ۳، پروفایل چگالی متان با اندازه منفذ nm ۴ برای دو دمای ۳۰ و ۹۰ °C در فشارهای مختلف به‌دست آمده از شبیه‌سازی GCMC/MD رسم شده است. در هر دو دما، در هر سمت دیواره و نزدیکی کلسیت دو پیک مشاهده می‌شود که بیانگر تشکیل دو لایه جذب شده در هر سطح دیواره می‌باشد. با توجه به اینکه با دور شدن از سطح کلسیت، مقدار برهم‌کنش سیال با دیواره کاهش می‌یابد، مقدار پیک لایه دوم کم‌تر از لایه اول است. همچنین، عرض هر لایه تشکیل شده در شکل ۳، برابر nm ۰/۳۸ است که این مقدار برابر با قطر مولکول متان است [۲۶ و ۴۸]. به‌علاوه، در مرکز منفذ، مقدار چگالی سیال برابر با مقدار چگالی توده متان، در دما و فشار یکسان است که بیانگر آن است که در مرکز کلسیت، برهم‌کنش دیواره با سیال ناچیز بوده و دیواره هیچ اثری بر سیال ندارد. در نتیجه در منفذ با اندازه nm ۴، جذب سطحی و گاز آزاد تشکیل می‌شود که مطابق یافته‌های سایر محققین برای سیال متان درون گرافن [۲۶ و ۴۸] و کانی‌های رسی [۴۹] است. همچنین با مقایسه دما ۳۰ و ۹۰ °C در شکل ۳، مشاهده می‌شودکه با افزایش دما، در یک فشار یکسان مقدار چگالی کاهش می‌یابد و این امر به خاطر ماهیت جذب سطحی فیزیکی سیال است که خاصیتی گرمازا [۵۰ و ۵۱] است و باعث می‌شود جذب سیال در دماهای کمتر بیشتر باشد.



شکل ۲ مقایسه نتایج هم‌دمای چگالی توده متان به‌دست آمده از نتایج شبیه‌سازی مولکولی با نتایج آزمایشگاهی [۴۷]

1. Nosé–Hoover Thermostat
2. Metropolis
3. National Institute of Standards and Technology



شکل ۳ پروفایل چگالی متان در دماهای الف) ۳۰ و ب) ۹۰ °C در اندازه منفذ ۴ nm

چگالی جذب شده متان

همان‌طور که قبلاً اشاره شد، در اکثر مطالعات جذب سطحی، چگالی جذب شده متان یک مقدار ثابت در نظر گرفته می‌شود [۶ و ۱۸]. در شکل ۴، چگالی جذب شده متان در لایه اول و دوم با استفاده از پروفایل چگالی متان محاسبه و رسم شده است. چگالی جذب شده در لایه اول، برابر نقطه شروع از عرض مؤثر (عرض مؤثر= حجم قابل دسترس منفذ[1] سطح کلسیت) منفذ تا گودی بین لایه اول و دوم در پروفایل چگالی متان است. همچنین، چگالی جذب شده در لایه دوم لایه دوم برابر با میانگین چگالی بین گودی اول و دوم در پروفایل چگالی متان است. با توجه به نیروهای دافعه بین متان و کلسیت، سیال متان از یک مقدار مشخص بیشتر نمی‌تواند به کلسیت نزدیک شود و حجم قابل دسترس منفذی که سیال متان درون کلسیت می‌تواند حضور داشته باشد از حجم کل منفذ کم‌تر است. طبق شکل ۴، مشاهده می‌شود با افزایش فشار مقدار چگالی جذب شده افزایش و با کاهش دما، کاهش می‌یابد. در نتیجه ثابت در نظر گرفتن چگالی جذب شده متان در مخازن شیل گازی برای محاسبه جذب سطحی مطلق فرضی نادرست است. همچنین، چگالی جذب شده لایه اول همواره از چگالی توده سیال در فشار و دمای یکسان بیشتر و همواره کمتر از چگالی مایع متان است. مشابه چگالی جذب شده لایه اول، چگالی جذب شده لایه دوم نیز از چگالی توده سیال در تمامی فشارها بیشتر است. یکی از اصلی‌ترین فرضیات مدل هم‌دمای جذب لانگمویر بیان می‌کند که تنها یک لایه جذب شده به‌صورت همگن در سطح جاذب تشکیل می‌شود [۲۲ و ۲۳]. درحالی‌که نتایج ارائه شده در اشکال ۳ و ۴، بیانگر نادرست بودن این فرض در مخازن شیل گازی است و باعث می‌شود استفاده از مدل لانگمویر برای محاسبه هم‌دمای جذب متان در کلسیت از لحاظ فیزیکی منطبق بر واقعیت نباشد.

هم‌دمای جذب سطحی اضافی

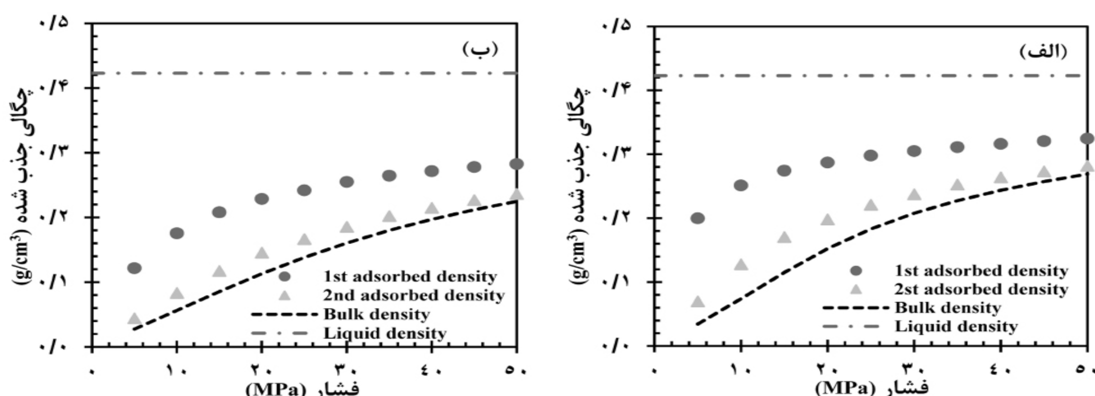
در این بخش، هم‌دمای جذب سطحی اضافی مشابه روش حجمی در آزمایشگاه مطابق رابطه ۴ محاسبه گردیده است [۴۹].

$$n_{ex} = n_t - \rho_g V_{ac} \quad (۴)$$

که n_t مقدار کل ذرات سیال درون منفذ و V_{ac} حجم قابل دسترس است. در این بخش برای محاسبه حجم قابل دسترس از مولکول متان با قطر ۰/۳۸ nm با استفاده از نرم‌افزار PoreBlazer v.4 [۵۲] استفاده شده است.

1. Accessible Pore Volume

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۴۸-۲۷



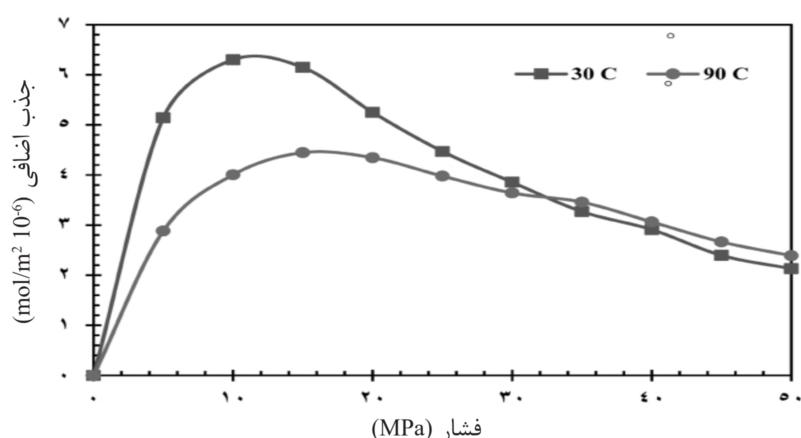
شکل ۴ چگالی جذب شده متان لایه اول و دوم در دماهای الف) ۳۰ و ب) ۹۰ °C در اندازه منفذ ۴ nm

لازم به ذکر است که برای محاسبه حجم قابل دسترس از سطح کونولی[1] [۵۳] استفاده شده است. همان‌طور که در شکل ۵، مشاهده می‌شود با افزایش فشار، هم‌دمای جذب سطحی اضافی افزایش و سپس روند نزولی دارد. دلیل این امر به خاطر اختلاف چگالی جذب شده با چگالی توده سیال است. در فشارهای پایین، اختلاف این دو چگالی باهم زیاد است و همین امر باعث می‌شود که روند هم‌دمای جذب سطحی اضافی صعودی باشد، اما با افزایش فشار این اختلاف کاهش یافته و باعث روند نزولی هم‌دمای جذب سطحی اضافی می‌شود. همچنین مشابه بخش قبلی، با افزایش دما هم‌دمای جذب سطحی اضافی کاهش یافته و دما نتیجه منفی در مقدار جذب سطحی اضافی دارد. با این حال، در فشارهای بالا این روند برعکس شده و مقدار هم‌دمای جذب سطحی اضافی در دمای بالاتر، بیشتر می‌شود.

هم‌دمای جذب مطلق

یکی از پارامترهای کلیدی برای تخمین گاز درجا محاسبه هم‌دمای جذب سطحی مطلق است. در اکثر مطالعات آزمایشگاهی جذب در مخازن شیل، از مدل جذب لانگمویر [۶،۱۶،۱۸ و ۴۸] برای تخمین هم‌دمای جذب مطلق استفاده می‌شود. در این مطالعه، نیز برای ارزیابی دقت مدل لانگمویر برای تخمین مقدار جذب مطلق، نتایج این مدل با نتایج شبیه‌سازی مولکولی مقایسه شده است. برای محاسبه پارامترهای مدل لانگمویر از روش حداقل خطای مربعات استفاده شده است. پارامترهای مدل لانگمویر برای دو دمای مختلف در جدول ۱ ارائه شده است که با دقت خوبی با هم‌دمای جذب سطحی به‌دست آمده از شبیه‌سازی مولکولی برازش شده است. همان‌طور که مشاهده می‌گردد در این مطالعه چگالی جذب شده در هر دو دما کمتر از چگالی مایع متان است. با این حال، بعضی از مطالعات پیشین، چگالی جذب شده متان با این روش را بیشتر از چگالی مایع متان ارائه داده است [۶] که بیانگر عدم مفهوم فیزیکی چگالی به‌دست آمده است [۲۶ و ۵۴]. در شکل ۶ نتایج به‌دست آمده از مدل لانگمویر با نتایج شبیه‌سازی برای محاسبه هم‌دمای جذب سطحی مطلق با هم مقایسه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌گردد، مدل لانگمویر تخمین کمتری از مقدار جذب مطلق را نشان می‌دهد و با افزایش فشار این اختلاف بیشتر می‌شود به‌طوری‌که در فشار ۵۰ MPa، این اختلاف برای دمای ۳۰ و ۹۰ °C به‌ترتیب ۱۹ و ۳۹٪ است. در نتیجه استفاده از مدل لانگمویر، می‌تواند باعث تخمین نادرست از گاز درجا در مخازن شیل گازی باشد. همچنین در شکل ۶ برای مقایسه بیشتر، با استفاده از رابطه ۱ و با در نظر گرفتن چگالی جذب شده به‌صورت متغیر و تابعی از فشار و دما که در شکل ۴ نشان داده شده است از شبیه‌سازی مولکولی همدمای جذب سطحی رسم گردید.

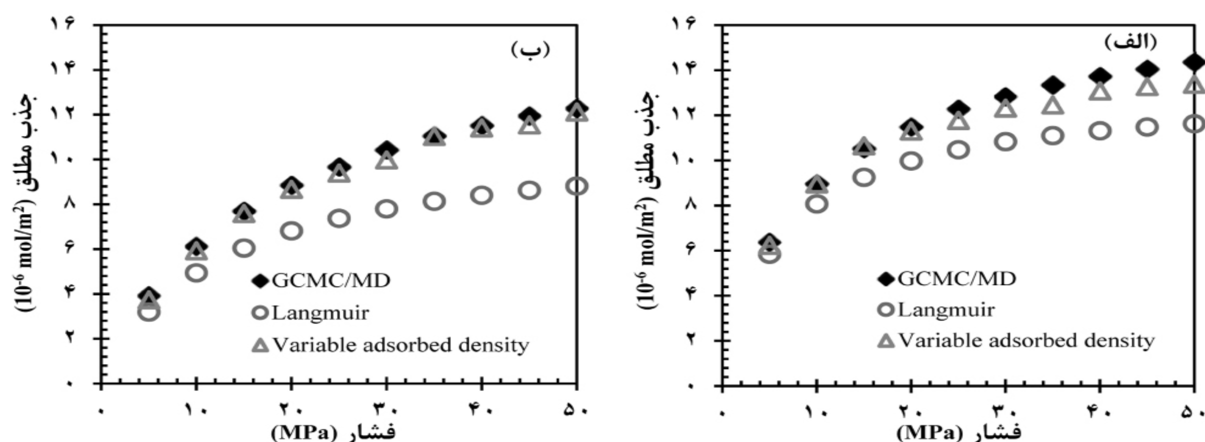
1. Connolly Surface



شکل ۵ هم‌دمای جذب اضافی در دماهای ۳۰ و $^{\circ}C$ ۹۰در اندازه منفذ ۴ nm

جدول ۱ مشخصات پارامترهای مدل لانگموير

RSME	R^2	ρ_{ad} (kg/m^3)	K_0 (MPa^{-1})	n_{max} $(10^{-6}\ mol/m^2)$	دما $(^{\circ}C)$
۰/۰۸۹۰	۰/۹۹۶۰	۰/۳۲۹۱	۰/۱۶۲۲	۱۳/۰۵۹۴	۳۰
۰/۰۵۶۵	۰/۹۹۲۸	۰/۳۱۲۱	۰/۰۸۲۱	۱۰/۹۷۰۶	۶۰



شکل ۶ مقایسه نتایج هم‌دمای جذب مطلق به‌دست آمده از نتایج شبیه‌سازی مولکولی با مدل جذب لانگموير در دماهای الف) ۳۰ و ب) ۹۰ $^{\circ}C$ در اندازه منفذ ۴ nm

نتایج حاکی این است که استفاده از چگالی متغیر که تابعی از فشار، دما و جنس جاذب است، می‌تواند پیش‌بینی مناسبی برای تخمین حجم گاز درجا داشته باشد.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش با استفاده از شبیه‌سازی مولکولی GCMC/MD، به بررسی جذب سطحی متان درون کانی کلسیت (۱۰۴) با اندازه منفذ ۴ nm، در دو دمای ۳۰ و ۹۰ $^{\circ}C$ و فشار تا ۵۰ MPa پرداخت شده است که مهم‌ترین نتایج این پژوهش به‌صورت زیر است:

۱- نتایج بیان‌گر وابسته بودن چگالی جذب شده به فشار و دما می‌باشد. بنابراین در نظر گرفتن یک مقدار ثابت برای چگالی جذب شده به‌منظور تبدیل هم‌دمای جذب سطحی اضافی به مطلق فرضی نادرست است.

۲- فشار و دما به‌ترتیب تاثیر مستقیم و معکوس در مقدار جذب سطحی دارد و با افزایش دما، مقدار ماکزیمم جذب سطحی اضافی متان به سمت فشارهای بالا میل پیدا می‌کند. با این حال، مقدار جذب سطحی مطلق حتی تا فشار 50 MPa روند صعودی دارد.

۳- نتایج به‌دست آمده از پروفایل چگالی متان برای اندازه منفذ 4 nm حاکی از این است که در کانی کلسیت، دو لایه جذب شده در هر سمت دیواره تشکیل می‌شود و فرض یک لایه جذب سطحی شده مدل لانگمویر از نظر فیزیکی و مفهومی برای متان درون کلسیت درست نمی‌باشد.

۴- مدل هم‌دمای جذب لانگمویر، علی‌رغم دقت خوب در برازش شدن با نتایج هم‌دمای جذب سطحی اضافی، مقدار کمتری را برای جذب سطحی مطلق پیش‌بینی می‌کند. این اختلاف خطا با افزایش فشار بیشتر شده و برای دمای ۳۰ و ۹۰ °C در فشار 50 MPa این خطا به‌ترتیب برابر ۱۹ و ۳۹٪ است.

۵- مطابق نتایج پیشنهاد می‌شود از چگالی جذب شده به‌دست آمده از شبیه‌سازی مولکولی برای تبدیل هم‌دمای جذب سطحی اضافی به مطلق متان درون کلسیت استفاده شود.

تشکر و قدردانی

از مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران و پژوهشکده بهره‌وری صنعت نفت دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی بابت حمایت و همکاری‌های لازم در انجام این مطالعه کمال تشکر و قدردانی را داریم.

مراجع

[1]. Energy Information Administration (2011) WEO Special Report: Are we entering a golden age?. https://www.iea.org/reports/weo-special-report-are-we-entering-a-golden-age.

[2]. Linga P, Chen G, Liang W, Lu Y, Peng S (2021) Virtual Special Issue of Recent Research Advances in China: Unconventional Gas, Energy and Fuels, 35, 13: 10341–10346, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c01663.

[3]. کدخدائی ایلخچی ر، رضایی ر، موسوی حرمی سر، کدخدائی ایلخچی ع (۱۳۹۶) بررسی لایه‌های زغالی درون ماسه‌سنگ‌های گازی میدان ویچررنج واقع درحوضه پرت، استرالیای غربی. پژوهش نفت. ۲۷: ۷۰-۶۰.

[4]. U.S. Energy Information Administration (EIA) (2022). https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas.

[5]. Sun C, Nie H, Dang W, Chen Q, Zhang G, Li W, Lu Z (2021) Shale gas exploration and development in China: current status, geological challenges, and future directions, Energy and Fuels, 35, 8: 6359–6379.

[6]. Shabani M, Moallemi S A, Krooss B M, Amann-Hildenbrand A, Zamani-Pozveh Z, Ghalavand H, Littke R (2018) Methane sorption and storage characteristics of organic-rich carbonaceous rocks, Lurestan province, southwest Iran, International Journal of Coal Geology, 186: 51–64.

[7]. Vafaie A, Habibnia B, Moallemi S A (2015) Experimental investigation of the pore structure characteristics of the Garau gas shale formation in the Lurestan Basin, Iran, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 27: 432–442, doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.029.

[8]. Kamali M R, Rezaee M R (2012) Identification and evaluation of unconventional hydrocarbon reserves: examples from Zagros and Central Iran Basins, Journal of Petroleum Science and Technology, 2, 1: 27–36.

[9]. Etminan S R, Javadpour F, Maini B B, Chen Z (2014) Measurement of gas storage processes in shale and of the molecular diffusion coefficient in kerogen, International Journal of Coal Geology, 123: 10–19, doi.org/10.1016/j.coal.2013.10.007.

[10]. Rani S, Padmanabhan E, Prusty B K (2019) Review of gas adsorption in shales for enhanced methane recovery and CO_2 storage, Journal of Petroleum Science and Engineering, 175: 634–643, doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.081.

[11]. Ghoreishian Amiri S A, Sadrnejad S A, Ghasemzadeh H (2017) A hybrid numerical model for multiphase fluid flow in a deformable porous medium, Applied Mathematical Modelling, 45: 881–899, doi.org/10.1016/j.apm.2017.01.042.

[12]. Ghasemzadeh H, Pasand M S (2019) An elastoplastic multiscale, Multiphysics mixed geomechanical model for oil reservoirs using adaptive mesh refinement methods, International Journal for Multiscale Computational Engineering, 17, 4: 385–409, doi: 10.1615/IntJMultCompEng.2019029774.

[13]. Hall F E, Chunhe Z, Gasem K A M, Robinson R L, Dan Y (1994) Adsorption of pure methane, nitrogen, and carbon dioxide and their binary mixtures on wet fruitland coal, SPE Eastern Regional Meeting, doi.org/10.2118/29194-MS.
[14]. Jian X, Liu R, Tang S, Lin W, Zhang Q, Jia L (2017) Pore Characteristics of the Upper Carboniferous Taiyuan Shale in Liaohe Depression. Journal of Petroleum Science and Technology, 7, 3: 67–83, doi:10.22078/JPST.2017.803.
[15]. Curtis J B (2002) Fractured shale-gas systems, Am Assoc Pet Geol Bull. 86, 11: 1921–1938.
[16]. Pang W, Wang Y, Jin Z (2021) Comprehensive review about methane adsorption in shale nanoporous media, Energy and Fuels, 35, 10: 8456–8493, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00357.
[17]. Clarkson C R, Solano N, Bustin R M, Bustin A M M, Chalmers G R L, He L, Melnichenko Y B, Radliński A P, Blach T P (2013) Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion, Fuel, 103: 606–616, doi.org/10.1016/j.fuel.2012.06.119.
[18]. Tang X, Ripepi N, Luxbacher K, Pitcher E (2017) Adsorption Models for Methane in Shales: Review, Comparison, and Application, Energy and Fuels, 31, 10: 10787–10801, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01948.
[19]. Yang F, Xie C, Xu S, Ning Z, Krooss B M (2017) Supercritical methane sorption on organic-rich shales over a wide temperature range, Energy and Fuels, 31, 12: 13427–13438, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02628.
[20]. Zhao T, Li X, Ning Z, Zhao H, Li M (2018) Molecular simulation of methane adsorption on type II kerogen with the impact of water content, Journal of Petroleum Science and Engineering, 161: 302–310, doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.072.
[21]. Gibbs J W (1878) On the equilibrium of heterogeneous substances, American Journal of Science, s3-16(96), 441–458.
[22]. Swenson H, Stadie N P (2019) Langmuir's theory of adsorption: a centennial review, Langmuir, 35, 16: 5409–5426, doi.org/10.1021/acs.langmuir.9b00154.
[23]. Langmuir I (2002) The Adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica ad platinum, Journal of the American Chemical Society, 40, 9: 1361–1403, doi.org/10.1021/ja02242a004.
[24]. Brandani S, Mangano E, Sarkisov L (2016) Net, excess and absolute adsorption and adsorption of helium, Adsorption, 22, 2: 261–276.
[25]. Li J, Chen Z, Wu K, Wang K, Luo J, Feng D, Qu S, Li X (2018) A multi-site model to determine supercritical methane adsorption in energetically heterogeneous shales, Chemical Engineering Journal, 349: 438–455, doi.org/10.1016/j.cej.2018.05.105.
[26]. Ghasemzadeh H, Babaei S, Tesson S, Azamat J, Ostadhassan M (2021) From excess to absolute adsorption isotherm: The effect of the adsorbed density, Chemical Engineering Journal, 425: 131495, doi.org/10.1016/j.cej.2021.131495.
[27]. Wang T, Tian S, Li G, Zhang L, Sheng M, Ren W (2021) Molecular simulation of gas adsorption in shale nanopores: A critical review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149: 111391, doi.org/10.1016/j.rser.2021.111391.
[28]. Pang W, He Y, Yan C, Jin Z (2019) Tackling the challenges in the estimation of methane absolute adsorption in kerogen nanoporous media from molecular and analytical approaches, Fuel, 242: 687–698, doi.org/10.1016/j.Fuel.2019.01.059.
[29]. Liu Y, Li H A, Tian Y, Jin Z, Deng H (2018) Determination of the absolute adsorption/desorption isotherms of CH_4 and n-C_4H_{10} on shale from a nano-scale perspective, Fuel, 218: 67–77, doi.org/10.1016/j.fuel.2018.01.012.
[۳۰]. قاسم‌زاده ح، بابائی س (۱۴۰۱) تعیین جذب مطلق هم‌دما در مخازن شیل گازی. نشریه علمی ژئومکانیک نفت. ۵: ۱۶-۱، doi: 10.22107/JPG.2022.336239.1162
[31]. Liu B, Babaei S, Bai L, Tian S, Ghasemzadeh H, Rashidi M, Ostadhassan M (2022) A dilemma in calculating ethane absolute adsorption in shale gas reservoirs: A theoretical approach, Chemical Engineering Journal, 450, P3: 138242, doi.org/10.1016/j.cej.2022.138242.
[32]. Alavi S (2020) Molecular simulations: fundamentals and practice, Wiley.
[33]. Kalkreuth W, Holz M, Casagrande J, Cruz R, Oliveira T, Kern M, Levandowski J, Rolim S (2008) The Coal bed Methane (CBM) potential of the Santa Terezinha coal field - 3D modeling and evaluation of exploration well CBM001-ST-RS. Rev. Bras, Revista Brasileira de Geociencias, 38, 2: 3–17.
[34]. Zhang M, Li J, Zhao J, Cui Y, Luo X (2020) Comparison of CH_4 and CO_2 adsorptions onto calcite (10.4), aragonite (011)Ca, and vaterite (010)CO_3 surfaces: An MD and DFT investigation, ACS Omega, 5, 20: 11369–11377, doi.org/10.1021/acsomega.0c00345.
[35]. Spera M B M, Franco L F M (2021) The effect of thermal gradients on adsorption. Fuel, 295, 120553, doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120553.

[36]. Ravipati S, Santos M S, Economou I G, Galindo A, Jackson G, Haslam A J (2021) Monte carlo molecular simulation study of carbon dioxide sequestration into dry and wet calcite pores containing methane, Energy and Fuels, 14: 11393–11402.
[37]. Wang S, Feng Q, Javadpour F, Yang Y B (2016) Breakdown of fast mass transport of methane through calcite nanopores, Journal of Physical Chemistry C, 120, 26: 14260–14269, doi.org/10.1021/acs.jpcc.6b05511.
[38]. Martin G M, Siepmann J I (1998) Transferable potentials for phase equilibria. 1. united-atom description of n-alkanes, The Journal of Physical Chemistry B, 2569–2577.
[39]. Xiao S, Edwards S A, Gräter F (2011) A New transferable forcefield for simulating the mechanics of $CaCO_3$ Crystals, Journal of Physical Chemistry C, 115, 41: 20067–20075, doi.org/10.1021/jp202743v.
[40]. Ho T A, Striolo A (2015) Water and methane in shale rocks: Flow pattern effects on fluid transport and pore structure, AIChE Journal, 61(9), 2993–2999, doi: 10.1007/978-3-319-47003-05.
[۴۱]. فاضل عبدل‌آبادی ب، علیزاده مجرد ع ا (۱۳۹۶) مطالعه رفتار جذب و خواص دینامیکی مخلوط هیدروکربن-آب-گاز اسیدی در فضای نانوحفرات کربناته و کائولینیتی با استفاده از روش شبیه‌سازی دینامیک مولکولی. پژوهش نفت، ۲۷: ۹۱-۸۲، doi: 0.22078d/ pr.2017.2001.1960.
[42]. Lorentz H A (1881) Ueber die anwendung des satzes vom virial in der kinetischen theorie der gase, Annalen Der Physik, 248, 1: 127–136.
[43]. Thompson A P, Aktulga H M, Berger R, Bolintineanu D S, Brown W M, Crozier P S, in 't Veld P J, Kohlmeyer A, Moore S G, Nguyen T D, Shan R, Stevens M J, Tranchida J, Trott C, Plimpton S J (2022) LAMMPS - a flexible simulation tool for particle-based materials modeling at the atomic, meso, and continuum scales, Computer Physics Communications, 271: 108171, doi.org/10.1016/j.cpc.2021.108171.
[44]. Jablonka K M, Ongari D, Smit B (2019) Applicability of tail corrections in the molecular simulations of porous materials, Journal of Chemical Theory and Computation, 15, 10: 5635–5641, doi.org/10.1021/acs.jctc.9b00586.
[45]. Huang L, Zhou W, Xu H, Wang L, Zou J, Zhou Q (2021) Dynamic fluid states in organic-inorganic nanocomposite: Implications for shale gas recovery and CO_2 sequestration, Chemical Engineering Journal, 411, 128423, doi.org/10.1016/j.cej.2021.128423.
[46]. Nosé S (1998) A unified formulation of the constant temperature molecular dynamics methods, The Journal of Chemical Physics, 81, 1: 511, doi.org/10.1063/1.447334.
[47]. NIST Standard Reference Database Number 69, https://webbook.nist.gov/chemistry.
[48]. Pang W, Jin Z (2020) Methane absolute adsorption in kerogen nanoporous media with realistic continuous pore size distributions, Energy and Fuels, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01886.
[49]. Tian Y, Yan C, Jin Z (2017) Characterization of methane excess and absolute adsorption in various clay nanopores from molecular simulation, Scientific Reports, 7, 1: 1–21, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01886.
[50]. Chen G, Zhang J, Lu S, Pervukhina M, Liu K, Xue Q, Tian H, Tian S, Li J, Clennell M B, Dewhurst D N (2016) Adsorption Behavior of Hydrocarbon on Illite, Energy and Fuels, 30, 11: 9114–9121, doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01777.
[51]. Wang S, Feng Q, Javadpour F, Hu Q, Wu K (2019) Competitive adsorption of methane and ethane in montmorillonite nanopores of shale at supercritical conditions: A grand canonical Monte Carlo simulation study, Chemical Engineering Journal, 355: 76–90, doi.org/10.1016/j.cej.2018.08.067.
[52]. Sarkisov L, Bueno-Perez R, Sutharson M, Fairen-Jimenez D (2020) Materials informatics with poreblazer v4.0 and the CSD MOF database, Chemistry of Materials, 32: 9849–9867, doi.org/10.1021/acs.chemmater.0c03575.
[53]. Chen G, Lu S, Zhang J, Xue Q, Han T, Xue H, Tian S, Li J, Xu C, Pervukhina M (2017) Keys to linking GCMC simulations and shale gas adsorption experiments, Fuel, 199: 14–21, doi.org/10.1016/j.fuel.2017.02.063.
[54]. Tang X, Ripepi N, Rigby S, Mokaya R, Gilliland E (2019) New perspectives on supercritical methane adsorption in shales and associated thermodynamics, Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 78: 186–197, doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.015.

اثر خواص هندسی شکاف بر جریان و حساسیت‌سنجی دینامیک پارامترهای شکاف در مخازن شکاف‌دار

علی سبحانی اوغاز و محمد امامی نیری*

مهندسی مخازن هیدروکربنی، انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکدگان فنی دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۹/۱۳

چکیده

در این تحقیق به مطالعه جامع پارامترهای هندسی شکاف و حساسیت‌سنجی آنها به‌وسیله مدل گسسته شکاف و روش المان محدود پرداخته شد. هدف این مقاله آنالیز سه‌بعدی شکاف در مخزن است. ما به‌دنبال اثرگذارترین پارامترهای شکاف بر رفتار جریانی سیال مخزن هستیم. در این مطالعه با طراحی آزمایشاتی اثرگذاری پارامترهای شکاف بر رفتار جریان سیال مخزن در دو حالت شکاف منفرد و شبکه شکاف بررسی گردید. در این شبیه‌سازی‌ها با ثابت نگه داشتن همه پارامترها به‌جزء یکی و تغییر گام‌به‌گام آن، روند تغییرات جریان سیال با تغییر یک‌به‌یک پارامترهای شکاف اندازه‌گیری و آنالیز شد. نتایج بررسی‌ها بازه حساسیت پارامترهای هندسی شکاف را تعیین و جایگاه نسبی هر کدام را از نظر اثرگذاری بر جریان سیال مخزن مشخص کرد. طبق آنالیزها بازه حساسیت شدت شکاف‌دار شدن بین ۶ تا ۳۰ شکاف است. این بازه برای شیب و جهت‌گیری شکاف به‌ترتیب بین °۰ تا °۹۰ و °۰ تا °۱۳۵ درجه است. همچنین بیشترین تغییرات در جریان سیال را در طول شکاف بین m ۰/۱۴ تا m ۰/۸۴ و بازشدگی شکاف بین mm ۰/۱ تا mm ۰/۰۱ مشاهده شد. آنالیز تغییرات تراوایی دینامیک برحسب پارامترهای شکاف نشان داد که بازشدگی شکاف تنها پارامتری است که با کاهش آن نه تنها اثر مثبت شکاف ناچیز می‌شود بلکه شکاف می‌تواند نقش منفی به‌عنوان مانع را در برابر جریان سیال ایفا کند. آنالیز حساسیت‌سنجی نشان داد که برای یک شکاف بازشدگی و جهت‌گیری مهم‌ترین پارامترها هستند ولی در شبکه شکاف شدت شکاف‌دار شدن و بازشدگی شکاف‌ها اثرگذارترین پارامترها بر جریان سیالات مخزنی هستند.

کلمات کلیدی: مخازن شکاف‌دار، آنالیز حساسیت‌سنجی، رفتار جریانی شبکه شکاف در مخازن شکاف‌دار، حساسیت جریان به پارامترهای شکاف در یک محیط شکاف‌دار، تراوایی دینامیک در یک مخزن شکاف‌دار

مقدمه

مخزن شکاف‌دار طبیعی، سازند حاوی هیدروکربنی است که دارای شکاف (ناپیوستگی‌های صفحه‌ای) است. این شکاف‌ها توسط طبیعت (سازوکارهای طبیعی مثل چین‌خوردگی، گسل، جمع‌شدگی حجم و ...) در سازند ایجاد شده‌اند.

*مسؤول مکاتبات

آدرس الکترونیکی emami.m@ut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4893.3188)

درصد بالایی از نفت دنیا، به‌ویژه خاورمیانه در مخازن شکاف‌دار واقع شده است [۱]. حجم زیادی از این هیدروکربن‌ها هرگز تولید نمی‌شوند. دلیل این مسئله هم عدم وجود دانش کافی در روش‌شناسی تولید از این‌گونه مخازن و ناهمگنی بسیار زیاد آنها است [۲]. ریشه این مشکل را می‌توان در عدم شناخت کافی از پارامترهای شکاف به‌صورت منفرد و یا در سیستم شکاف یافت. مدل‌های محیط دوگانه، روش متداول برای شبیه‌سازی سیستم‌های شکاف‌دار هستند و به‌طور گسترده‌ای در صنعت مورد استفاده قرار می‌گیرند [۳]. بارن‌بلات و همکاران [۴] مدل تخلخل دوگانه[1] را برای جریان تک فازی در مخازن شکاف‌دار معرفی کردند. در این مدل، خمیره سنگ نقش ذخیره‌سازی سیالات مخزنی را بر عهده دارد و سیالات از خمیره به شکاف‌ها و از شکاف‌ها به‌سمت چاه‌ها جریان دارد. با وجود اینکه در بسیاری از شبیه‌سازهای مخازن شکاف‌دار از مدل‌های تخلخل و تراوایی دوگانه استفاده می‌شود، حضور همگن شکاف‌ها در سراسر مخزن (بر طبق پیش‌فرض مدل‌های مذکور) توسط مشاهدات و بررسی‌های رخنمون‌ها تأیید نمی‌شود [۵ و ۶].

مدل‌های گسسته شکاف[2] نوع دیگری از مدل‌ها برای شبیه‌سازی سیستم شکاف‌ها هستند. این مدل‌ها با در نظر گرفتن اثر هر شکاف منفرد برروی جریان سیال در مخزن، نمایش بهتری نسبت به‌سایر مدل‌ها ارائه می‌دهند. اکثر این مدل‌ها برای مدل‌سازی بهتر هندسه و مکان شکاف‌ها از شبکه‌بندی بدون شکل استفاده می‌کنند [۳]. درواقع روند استفاده از مدل‌های گسسته برای مخازن شکاف‌دار از زمان ارائه روش المان محدود شروع شده است [۷]. مطالعات فراوانی با استفاده از مفاهیم ذکر شده درباره جنبه‌های مختلف مخازن شکاف‌دار طبیعی، مدل‌سازی و شناسایی خواص آنها صورت گرفته است تا اصلی‌ترین عوامل مؤثر بر جریان در این مخازن و عدم قطعیت مرتبط با آنها را بررسی کند. اولین مطالعات انجام شد و در آن لانگ و ویترسپون [۸] اثبات کردند که هندسه شکاف‌ها، جریان سیال در مخزن را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد. می و همکاران با استفاده از شبیه‌سازی عددی مدل گسسته شکاف، تأثیر بازشدگی شکاف را برروی رفتار جریانی سیال در مخزن مورد بررسی قرار دادند [۹]. لیانگ و همکاران [۱۰] اثر پارامترهای مختلف شکاف را به‌صورت کمی برروی تراوایی مخزن مورد بررسی قرار دادند. در این مطالعه بر اهمیت پارامترهای جهت‌گیری و طول شکاف تأکید شد و بازه حساسیت بازشدگی شکاف مشخص گردید. نامداری و همکاران [۱۱] تأثیر تراوایی خمیره و چگالی شکاف‌دار شدن را برروی الگوی جریان در مخزن و تراوایی کلی بررسی کردند. در پژوهش آنها اثر الگوی توزیع چگالی شکاف و باز شدگی شکاف برروی تراوایی نهایی مخزن مطالعه شد. در مطالعه‌ای که اقلی و همکاران [۱۲] انجام دادند تأثیر پارامترهای شکاف بر تراوایی و تخلخل مخزن را به‌وسیله اطلاعات لاگ و مقاطع نازک بررسی کردند. نتایج حاصل نشان داد که مهم‌ترین پارامتر برای تعیین خواص مخزن به‌ویژه تراوایی، بازشدگی شکاف است. در مطالعه‌ای دیگر گنگ و رسن با ساخت یک مدل دو بعدی از یک مخزن شکاف‌دار و استفاده از توزیع‌های مختلف (توانی، لاگ‌نرمال و وابسته به طول شکاف) برای بازشدگی شکاف به بررسی رفتار جریان سیال در مخزن پرداختند [۱۳]. کاراتالو و همکاران نیز مطالعه دیگری در زمینه آنالیز حساسیت پارامترهای شکاف ترتیب دادند. این پژوهش که با ساخت تعدادی مدل زمین‌شناسی شروع شد و با تغییر پارامترهای شکاف در هر مدل ادامه یافت مؤید مطالعات قبلی درباره تأثیر فراوان بازشدگی شکاف و شدت شکاف دار شدن بود [۱۴]. در مطالعه‌ای که انجام شد کانگ و چن [۱۵] تأثیر خواص زبری سطح شکاف را برروی رسانایی شکاف مورد بررسی قرار دادند.

1. Dual Porosity Model
2. Discrete Fracture Model

این کار به‌وسیله شبیه‌سازی عددی رفتار جریانی سیال در داخل شکاف‌ها صورت گرفت. نتایج نشان داد که در مورد شکاف‌ها با سطوح زبر، قانون مکعبی[1] رسانایی شکاف را بیش از حد برآورد می‌کند. برخی دیگر از پژوهش‌گران با استفاده از نظریه تراوش[2] به حساسیت‌سنجی پارامترهای شکاف پرداختند. ازجمله این محققین می‌توان به ژانگ و سندرسون و هورکسکنز اشاره کرد [۱۶ و ۱۷]. آن‌ها با استفاده از نظریه تراوش میزان اتصال[3] و به‌هم پیوستگی سیستم‌های شکاف با خواص هندسی متفاوت را به‌دست آوردند و به حساسیت‌سنجی پارامترهای شکاف پرداختند. در پژوهشی جدیدتر، جعفری و بابادگلی با ترکیب نظریه تراوش و هندسه فرکتالی[4] برای شکاف‌ها، روشی جدید را برای تخمین تراوایی معادل سیستم شکاف پیشنهاد کردند. نتایج پژوهش آن‌ها نشان داد که طول و شدت شکاف‌ها بیشترین اثرگذاری را بر تراوایی معادل سیستم شکاف دارند [۱۸]. در مطالعات ذکر شده با تمرکز بر پارامترهای شکاف سعی شده بود که اثر هر کدام برروی رفتار دینامیک سیال موجود در مخزن شکاف‌دار بررسی شود. در تحقیقات مذکور دو یا سه پارامتر شکاف انتخاب و تأثیر هر کدام برروی تولید از مخزن مطالعه شده بود. همچنین در اکثر این بررسی‌ها طراحی‌های لازم برای تعیین بازه حساسیت هر پارامتر و سپس انجام آنالیز حساسیت‌سنجی صورت نگرفته بود. در بیشتر این مقالات تأکید لازم بر برخی از پارامترهای شکاف مثل جهت‌گیری شکاف نشده بود و اهمیت این پارامترها پنهان مانده بود. در این پژوهش با مطالعه جامع پارامترهای هندسی شکاف‌ها در حالت منفرد و در سیستم شبکه‌ای دید کاملی از اثر هر کدام از این پارامترها بر رفتار جریانی سیال مخزن به‌دست آمد. با دانستن بازه حساسیت[5] و اندازه‌گیری اثر پارامترهای هندسی شکاف بر جریان سیال در مخزن ضرایب حساسیت پارامترهای شکاف محاسبه شدند. با مقایسه ضرایب حساسیت پارامترهای هندسی شکاف در نمودار گردباد آنالیز حساسیت‌سنجی انجام شد و اثرگذارترین پارامترهای شکاف در حالت منفرد و شبکه‌ای شناسایی گردید. با بررسی و تحلیل اثر پارامترهای شکاف به اهمیت برخی پارامترهای هندسی شکاف ازجمله جهت‌گیری شکاف‌ها پرداخته شد که در پژوهش‌های گذشته کمتر مورد توجه بود. این پارامتر که کنترل‌کننده جهت جریان در مخزن است در انتخاب بهینه محل چاه‌ها در مخزن واقعی نقش تعیین‌کننده‌ای دارد.

روش‌شناسی پژوهش

همان‌طور که ذکر شد مدل‌سازی گسسته شکاف اثر هر شکاف منفرد را به‌طور جداگانه برروی جریان سیال در مخزن در نظر می‌گیرد و بدین ترتیب نسبت به‌سایر روش‌های مدل‌سازی مخازن شکاف‌دار مدل دقیق‌تری از مخزن شکاف‌دار ارائه می‌کند.

توصیف مدل

در این مطالعه، با ساخت دو مدل گسسته از یک تک شکاف و یک شبکه شکاف با توزیع نسبتا تصادفی، سعی در مطالعه و بررسی دقیق‌تری از خواص شکاف گردیده است. بدین منظور یک مدل مخزن سنتزی مکعبی با اندازه یال ۱ m که ۲ چاه در دو طرف قطر وجه بالایی مکعب، با شعاع ۰/۰۱ m و به ضخامت ۱ m حفر شده است، تولید گردید. فشار اولیه مخزن برابر ۱ bar است و شرایط مرزی بدین صورت است که یک چاه تولیدی با فشار ۰/۵ bar و دیگری تزریقی با فشار ۱ bar است و هر دو به‌صورت فشار ثابت در حال فعالیت هستند. سیال مخزن و چاه تزریقی، آب با چگالی kg/m^3 ۱۰۰۰ و گرانروی ۰/۰۰۱ Pa.s بوده و جریان تکفاز برقرار است. سنگ مخزن مشابه مقاله لیانگ [۱۰] دارای تخلخل و تراوایی به‌ترتیب ۳۰٪ و ۱۰ mD است.

1. Cubic Law
2. Percolation Theory
3. Connectivity
4. Fractal Geometry
5. Sensitivity Interval

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۶۴-۴۹

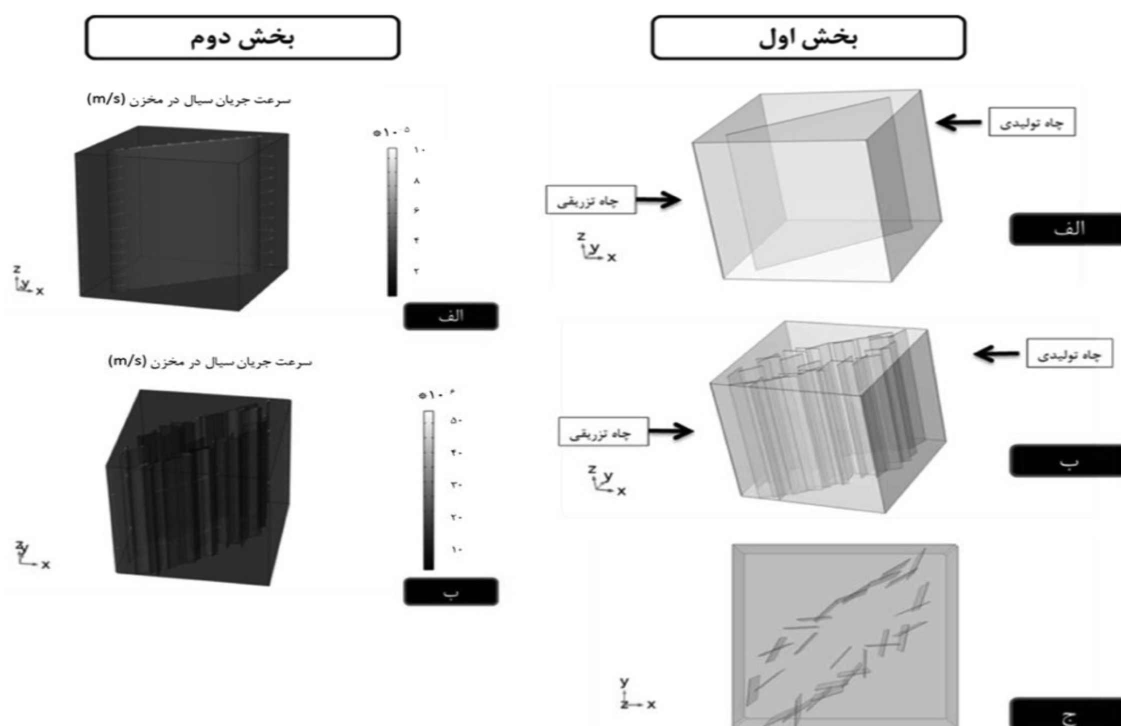
سنگ و سیال هر دو تراکم‌ناپذیرند و جریان سیال در مخزن به‌صورت جریان دارسی تکفازی است.

مدل تک شکاف

در مدل تک شکاف، مخزن سنتزی با ویژگی‌های مذکور فقط حاوی یک صفحه شکاف مربعی شکل با طول ۱ m است که با فاصله یکسان از چاه‌های تولیدی و تزریقی و موازی قطر وجه بالایی مکعب واقع شده است. بازشدگی این شکاف برابر ۱ mm و شیب آن °۹۰ می‌باشد. ساختار مخزن در مدل تک شکاف را می‌توان در بخش اول شکل ۱ قسمت الف مشاهده کرد.

مدل شبکه شکاف

همان‌طور که در بخش اول شکل ۱ قسمت ب مشاهده می‌شود، در مدل شبکه شکاف، شکاف‌هایی با طول کمتر و تعداد بیشتر از مدل تک شکاف را در بین چاه تزریقی و تولیدی شاهد هستیم. طبق بخش اول شکل ۱ قسمت ج شکاف‌ها به‌صورت دو بخش مجزا بین چاه تزریقی و تولیدی قرار گرفته‌اند و دو مسیر تقریبا موازی و نسبتا بسیار تراوا ایجاد کرده‌اند. نحوه توزیع شکاف‌ها مشابه مطالعه لیانگ [۱۰] می‌باشد. در حالت پایه بازشدگی شکاف‌ها را برابر ۱ mm در نظر گرفته شده است. طول شکاف‌ها با هم برابر و مساوی m ۰/۱۵ است و جهت‌گیری شکاف‌ها به‌صورت کاملا تصادفی انتخاب شده است. در ساخت مدل مصنوعی و در نظر گرفتن خواص سنگ و سیال آن عمدتاً از داده‌های مقالاتی استفاده‌شده است که در گذشته در بحث آنالیز حساسیت‌سنجی شکاف پژوهش کرده‌اند [۱۰]. قراردهی شکاف‌ها در این مخزن نیز به‌صورت تصادفی انجام‌شده است به‌طوری‌که نقطه میانی هر شکاف روی محور x و زاویه آن با محور x توسط یک تابع تصادفی مشخص شده‌است. نقطه میانی هر شکاف روی محور y توسط توابع ریاضی $y=x^{5/0}$ و $y=x^{2}$ محاسبه شده‌است تا بتوان دو دسته شکاف در بین چاه تزریقی و تولیدی داشت. این مسئله بر پیچیدگی مدل سیستم شکاف‌ها افزود و مدل ما را بیش‌از پیش به مدل واقعی نزدیک کرد.



شکل ۱ بخش اول (ساختار مدل الف) تک‌شکاف و ب) شبکه شکاف از گوشه و ج) از بالا) و بخش دوم (مقایسه سرعت سیال در خمیره و شکاف در مدل الف) تک شکاف و ب) شبکه شکاف)

روابط جریان

جریـان سـیال در محیـط متخلخـل یـک مخـزن معمولـی از رابطـه دارسـی پیـروی می‌کنـد. رابطـه ۱ کـه نشان‌دهنده فرمـول دارسـی بـرای چـاه اسـت تعیین‌کننـده دبـی چـاه تولیـدی بـا دانسـتن ضخامـت و شـعاع چـاه و خـواص سـنگ و سـیال مخـزن می‌باشـد. بـا اطـلاع داشـتن از دبـی خروجـی چـاه و بـا جایگـذاری رابطـه ۲ در رابطـه ۱، می‌تـوان بـه رابطـه ۳ رسـید و مقـدار تراوایـی دینامیـک میانگیـن را محاسـبه کـرد. در ایـن مقالـه از ایـن پارامتـر بـا نام‌هـای تراوایـی دینامیـک و تراوایـی میانگین و تراوایـی برآینـد خمیـره و شـکاف نیـز یـاد می‌شـود. طبـق رابطـه ۳ بـا ثابـت مانـدن خـواص سـیال و سـنگ به‌جـزء تراوایـی در جریـان یکنواخـت، می‌تـوان بـه ایـن نتیجـه رسـید کـه بـا افزایـش دبـی چـاه، تراوایـی دینامیـک میانگیـن نیـز افزایـش می‌یابـد. بنابرایـن اگـر بـا حضـور یـک شـکاف بـا خـواص مشـخص در مخـزن دبـی چـاه تولیـدی ۲۰٪ افزایـش یابـد بدیـن معنـی اسـت کـه برآینـد تراوایـی دینامیـک بیـن خمیـره و شـکاف نسـبت بـه خمیـره ۲۰٪ بیشـتر شـده اسـت.

$$Q = \frac{\pi kh(P_{inj} - P_0)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \qquad (1)$$

$$Q = \frac{Q_m}{\rho} \qquad (2)$$

$$k = \frac{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) Q_m}{\rho \pi h (P_{inj} - P_0)} \qquad (3)$$

در بخـش دوم شـکل ۱ افزایـش سـرعت سـیال در درون شـکاف‌ها را نسـبت بـه بقیـه نقـاط مخـزن شـاهد هسـتیم. بـا توجـه بـه تزریـق و تولیـد مـداوم از چاه‌ها، آن هـم بـا فشـار ثابـت، ابعـاد کوچـک مخـزن و در نهایت تراکـم ناپذیـر بـودن سـنگ و سـیال در مـدل مـا، جریـان در مخـزن بـه سـرعت به‌حالـت جریـان یکنواخـت (پایـا) تبدیـل می‌شـود. در ایـن مطالعـه بـرای مدل‌سـازی و شبیه‌سـازی مدل‌هـای تـک شـکاف و شـبکه شـکاف از نرم‌افـزار کامسـول اسـتفاده شـده اسـت. ایـن نرم‌افـزار بـرای حـل روابـط جریـان در یـک سیسـتم متخلخـل شـکاف‌دار فرمـول زیـر را گسسته‌سـازی و حـل می‌کنـد. بـرای رابطـه پیوسـتگی در خمیـره و شـکاف به‌ترتیـب داریـم:

$$\rho S_p = \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla.(\rho u) = Q_m \qquad (4)$$

$$d_f = \frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_f \rho) + \nabla_T.(d_f \rho u) = d_f Q_m \qquad (5)$$

برای تراوایی تک شکاف فرمول زیر را داریم.

$$k_f = \frac{d_f^2}{12} \qquad (6)$$

طراحی آزمایشات حساسیت‌سنجی

آزمایشـاتی را مطابـق جـدول ۱ طراحـی کردیـم تـا اثـر پارامترهـای طـول، بازشـدگی، جهت‌گیـری و شـیب شـکاف را بـرای مـدل تـک شـکاف و پارامترهـای مذکـور بـه همـراه شـدت شـکاف‌خوردگی بـرای شـبکه شـکاف را بـر دبـی چـاه تولیـدی بررسـی کنیـم. در طراحـی آزمایشـات از آنالیـز حساسیت‌سـنجی تـک عاملـی بهـره گرفتـه شـد. ایـن طراحـی بدیـن شـکل اسـت کـه در هـر مرتبـه همـه عوامـل مؤثـر بـر نتیجـه شبیه‌سـازی به‌جـزء یکـی ثابـت نگه‌داشـته می‌شـود و سـپس بـا تغییـر آن عامـل تغییـرات خروجـی شبیه‌سـازی رصـد می‌شـود. درنهایـت اثـر هرکـدام از عوامـل بـر نتیجـه شبیه‌سـازی بـا هـم مقایسـه می‌شـوند. بـا توجـه بـه رابطـه ۱، در جریـان پایـا دبـی چـاه تولیـدی رابطـه مسـتقیم بـا تراوایـی دینامیـک میانگیـن دارد. پـس اگـر بـا تغییـر یکـی از پارامترهـای شـکاف دبـی چـاه تولیـدی نصـف شـود بـه ایـن معناسـت کـه تراوایـی برآینـد خمیـره و شـکاف ۵۰-٪ کاهـش یافتـه اسـت. ایـن مفهـوم به‌وسـیله تغییـر پارامتـر تراوایـی در مـدل تخلخـل یگانـه و شبیه‌سـازی آن مـورد تأییـد قـرار گرفتـه اسـت. فرآینـد اعتبارسـنجی بدیـن صـورت بـود کـه بـا مشـاهده بهبـود ۲۹٪ تولیـد پـس از حضـور شـکاف در مـدل مخـزن تـک شـکاف، در محیـط تخلخـل یگانـه تراوایـی را ۲۹٪ افزایـش داده و دبـی تولیـدی مـدل را بـا دبـی تولیـدی مـدل شـکاف‌دار مقایسـه کـرده و نتیجـه یکسـانی را شـاهد بودیـم. از نرم‌افـزار Comsol Multiphysics 6.0 بـرای انجـام شبیه‌سـازی‌ها اسـتفاده گردیـد.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۶۴-۴۹

جدول ۱ آزمایشات مربوط به مدل تک شکاف_شبکه‌شکاف

عدد	جهت‌گیری (°)	طول (m)	بازشدگی (mm)	شیب (°)	شدت شکاف	دبی جرمی (kg/s* ۱۰^۵)	تراوایی کل (mD)
۱	_	_	_	_	_	۷/۸-۷/۸	۱۰_۱۰
۲	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷-۱۱/۲۹	۱۲/۶۹_۱۲/۹۸
۳	۰_۰	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۹/۲۵۱-۹/۰۵	۱۰/۶۳_۱۰/۴۱
۴	۹۰_۹۰	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۹/۲۳۲-۹/۰۷	۱۰/۶۱_۱۰/۴۳
۵	۱۳۵_۱۳۵	۱_۱۵/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۸۶۴-۸/۷	۱۰/۱۹_۹/۹۸
۶	۴۵_۴۵	۰/۱۴_۰/۰۵	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۹۸۱-۸/۷۲	۱۰/۳۲_۱۰/۰۳
۷	۴۵_۴۵	۰/۲۸_۰/۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۹/۷۷۸-۸/۸۵	۱۱/۲۴_۱۰/۱۷
۸	۴۵_۴۵	۰/۴۲_۱۵/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷-۹/۰۵	۱۲/۶۹_۱۰/۴۰
۹	۴۵_۴۵	۰/۵۶_۰/۲	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۲/۳۴۵-۹/۳۲	۱۴/۱۹_۱۰/۷۱
۱۰	۴۵_۴۵	۲۵/۰_۷/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۳/۴۲۲-۹/۷۱	۱۵/۴۳_۱۱/۱۷
۱۱	۴۵_۴۵	۳/۰_۸۴/۰	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۴/۶۰۱-۱۰/۳۱	۱۶/۷۸_۱۱/۸۵
۱۲	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۹۸/۰	۰/۰۰۳-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۴_۱۱/۱۶	۱۲/۶۹_۱۲/۸۳
۱۳	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱۲/۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷_۱۲/۷۲	۱۲/۶۹_۱۴/۶۳
۱۴	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۲۶/۱	۰/۰۰۰۵-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۶_۱۶/۶۳	۱۲/۶۹_۱۹/۱۳
۱۵	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۴/۱	۰/۰۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۰/۹۸۳_۶۲/۱۱	۱۲/۶۲_۷۱/۴۲
۱۶	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۵-۰/۰۰۳	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۱۰/۶۸۷_۱۱/۲۹	۱۲/۲۸_۱۲/۹۸
۱۷	۴۵_۴۵	۰/۱۵ _۱	۰/۰۰۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۷۷_۱۱/۲۸۵	۱۰/۰۸_۱۲/۹۷۶
۱۸	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۰۱-۰/۰۰۰۵	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۶۳۳_۱۱/۲۸۴	۹/۹۲_۱۲/۹۷۵
۱۹	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۰۰۰۰۱-۰/۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۳۰-۱	۸/۶۳۲۸_۱۱/۰۹	۹/۹۲_۱۲/۷۵
۲۰	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۵	۹۰-۹۰	۶-۱	۹/۰۸۷_۱۱/۲۸	۱۰/۴۴_۱۱/۸۲
۲۱	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۱۲-۱	۹/۴۳۷_۸/۷۳	۱۰/۸۵_۱۰/۰۴
۲۲	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۱۸-۱	۱۰_۸/۷	۱۱/۴۹_۹/۹۹
۲۳	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۰۰۰۰۱	۹۰-۹۰	۲۴-۱	۱۰/۰۷۹_۸/۷	۱۱/۵۹_۹/۹۹
۲۴	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۹۰-۰	۳۰-۱	۱۱/۰۳۷_۹/۹۹	۱۲/۶۹_۱۱/۴۹
۲۵	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۰-۳۰	۳۰-۱	۹/۴۷۵_۱۰/۱۲	۱۰/۸۹_۱۱/۶۳
۲۶	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۴۵-۳۰	۳۰-۱	۹/۴۹۹_۱۰/۳۲	۱۰/۹۲_۱۱/۸۶
۲۷	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۴۵-۶۰	۳۰-۱	۹/۷۶۳_۱۰/۶۳	۱۱/۲۲_۱۲/۲۲
۲۸	۴۵_۴۵	۰/۱۵_۱	۰/۰۰۱-۰/۰۰۱	۶۰-۹۰	۳۰-۱	۱۰/۱۸_۱۱/۲۹	۱۱/۷_۱۲/۹۸
۲۹	۴۵_...	۰/۱۵_...	۰/۰۰۱-...	۹۰-...	۳۰-...	۱۱/۰۳۷_...	۱۲/۶۹_...

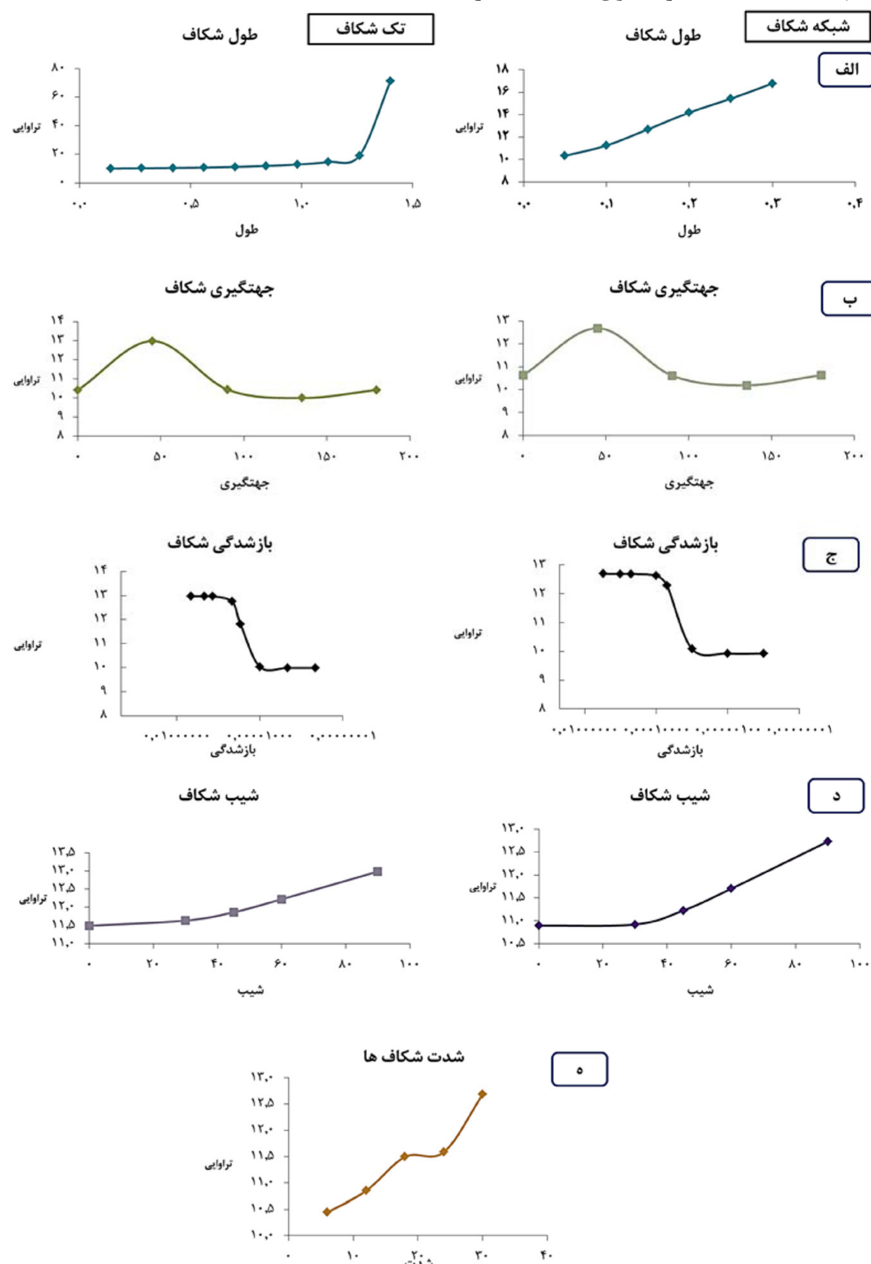
بحث

طبق آنچه در بخش‌های قبل توضیح داده شد هدف ما در این مقاله مطالعه پارامترهای شکاف در یک سیستم سه‌بعدی است. این تحقیق مهم‌ترین پارامترهای شکاف را بررسی می‌کند و بازه حساسیت این پارامترها را تشخیص می‌دهد.

سپس با دانستن بازه حساسیت این پارامترها و اثر آن‌ها برروی تراوایی جامع کل مخزن آنالیز حساسیت‌سنجی انجام می‌دهد

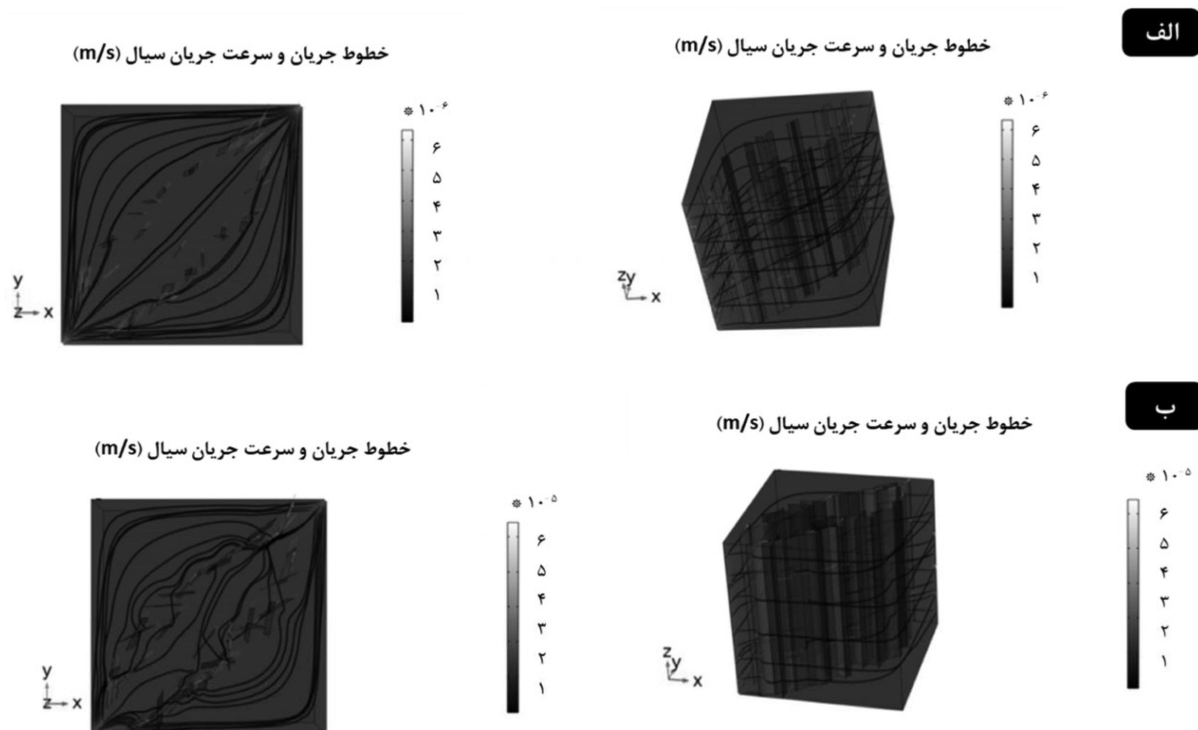
طول شکاف

طبق تعریف ارائه شده در [۱۹]، طول شکاف برابر است با مجموع طول کل شکاف‌ها به ازای واحد مساحت دیواره شکاف. طبق جدول ۱، آزمایشات ۶ تا ۱۵ و ۶ تا ۱۱ به‌ترتیب برای تک‌شکاف و شبکه شکاف‌ها جهت مطالعه اثر طول شکاف بر رسانایی کل مخزن طراحی و انجام‌شده است. در هر مرحله از آزمایش پس از تغییر طول شکاف دبی جرمی چاه تولیدی اندازه‌گیری گردید طبق رابطه ۳ دبی جرمی را به تراوایی میانگین ربط داده و برای هر مرحله تراوایی میانگین محاسبه شد. نتایج تغییرات تراوایی میانگین مخزن با تغییر طول شکاف را برای حالت‌های تک‌شکاف و شبکه‌شکاف در شکل ۲ الف مشاهده می‌کنید.



شکل ۲ تغییرات تراوایی دینامیک مخزن برحسب الف) طول و ب) جهت‌گیری و ج) بازشدگی و د) شیب و ه) شدت شکاف‌دار شدن شکاف‌ها در مدل تک‌شکاف و شبکه شکاف

طبق این شکل روند افزایشی است چون با افزایش طول شکاف طول مسیر پر تراوا و ترجیحی برای سیالات مخزن طولانی‌تر می‌شود. در آزمایشاتی که طول تک‌شکاف بیشتر از ۰/۸۴ m یا ۱ m است تراوایی برآیند مخزن به‌طور ناگهانی افزایش شدیدی می‌یابد. دلیل این رخداد این است که با افزایش طول شکاف به مقادیر بیشتر از مقادیر مذکور، بخش‌های انتهایی شکاف به چاه‌های تولیدی و تزریقی بسیار نزدیک می‌شود و سیال تزریقی به مخزن با عبور از فاصله بسیار کمی از خمیره به‌علت جذابیت زیاد مسیر ترجیحی شکاف وارد شکاف شده و با سرعت بسیار زیاد خود را از آن طرف شکاف به چاه تولیدی می‌رساند و بخش بزرگی از جریان سیال از طریق شکاف انجام می‌شود. پس با حذف شدن بخش قابل‌توجهی از خمیره، از مسیر جریانی سیال مخزن برآیند تراوایی مخزن به‌شدت افزایش می‌یابد. این رخداد باعث می‌شود که نتایج ما در مقادیر طول شکاف بیشتر از ۰/۸۴ m تا ۱ m غیرمنطقی باشد و بازه حساسیت طول شکاف را در بازه ۰/۱۴ m تا ۱ m و یا در حالت مطمئن‌تر تا حداکثر ۰/۸۴ m در نظر بگیریم. درمورد شبکه شکاف‌ها، بازه‌ی طول شکاف را بین ۰/۰۵ m تا ۰/۳۰ m در نظر گرفتیم. طبق انتظار با افزایش طول شکاف‌ها طول مسیر ترجیحی برای عبور سیالات افزایش‌یافته و به تبع آن دبی چاه‌های تولیدی و تراوایی میانگین مخزن افزایش یافت که در شکل ۲- الف مشاهده می‌کنید. در مقادیر بالای طول شکاف به‌علت افزایش نسبت ابعاد شکاف‌ها به ابعاد مخزن و دور شدن از فضای واقعی یک شبکه شکاف در مخزن شکاف‌دار شاهد مقادیر بیش‌ازحد تولید سیال و در نتیجه آن‌ها مقادیر غیرمنطقی تراوایی میانگین مخزنی هستیم. بنابراین با در نظر گرفتن بازه حساسیت بین ۰/۰۵ m تا ۰/۱ m و یا حتی ۰/۱۵ m از نتایج منطقی آزمایشات برای حساسیت‌سنجی پارامترهای شکاف استفاده گردید. شکل ۳ که نقشه سرعت و خطوط جریان را برای این پارامتر در مدل شبکه شکاف نشان می‌دهد توصیفات ما را تأیید می‌کند.



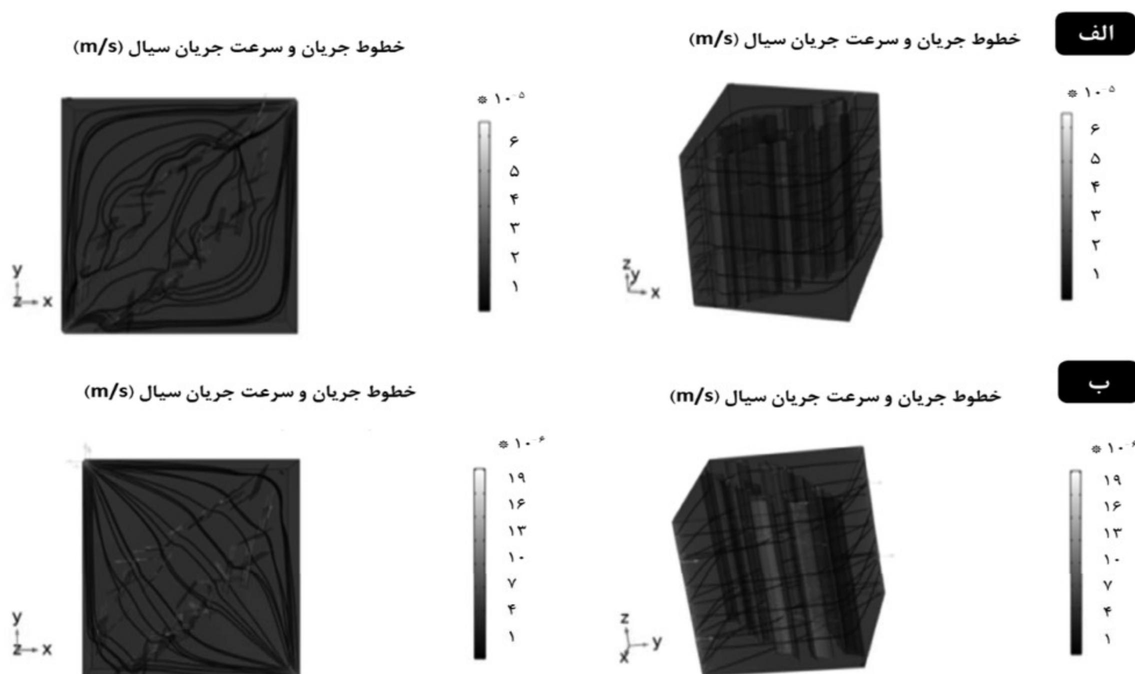
شکل ۳ نقشه سرعت سیال در مخزن و خطوط جریان برای پارامتر طول شکاف در مدل شبکه شکاف برای اندازه طول شکاف الف) ۰/۰۵ m و ب) ۰/۱۵ m

جهت‌گیری شکاف

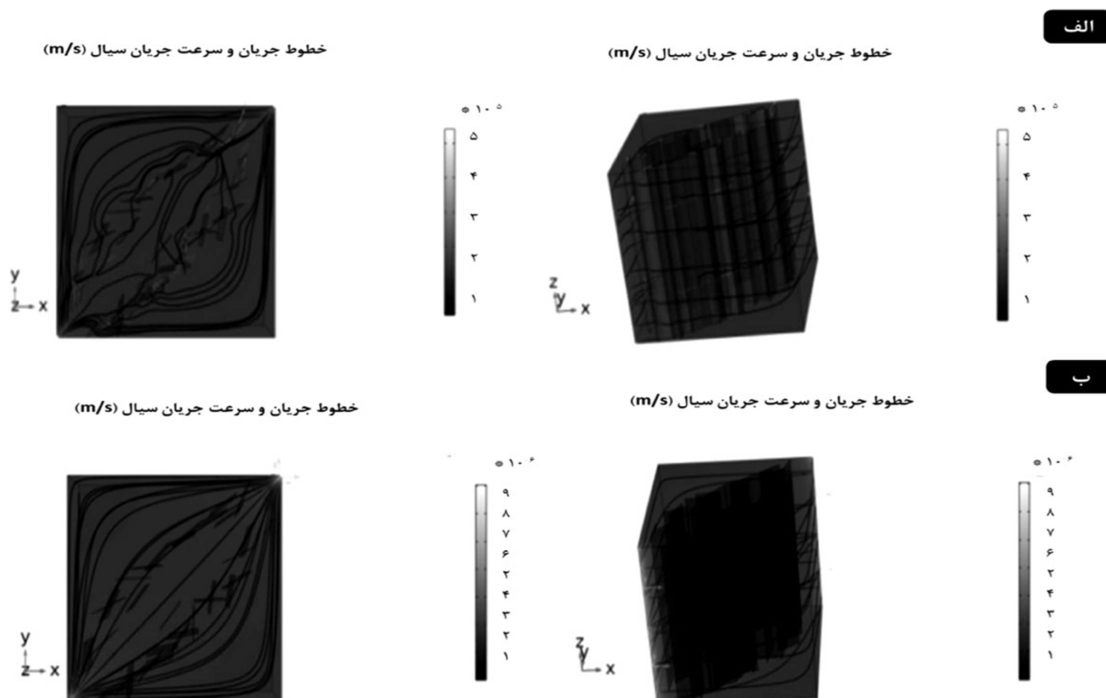
طبق پژوهش‌های صورت‌گرفته در [۲۰] جهت‌گیری شکاف پارامتری است که یک تک شکاف را به محیط اطراف آن وصل می‌کند. بنا بر توضیحات ذکر شده هر شکاف در مدل گسسته شکاف به‌صورت صفحه مشخص می‌شود. برای توصیف صفحه شکاف از دو پارامتر زاویه شیب و آزیموت شیب استفاده می‌شود. در این تحقیق از این دو پارامتر با نام‌های شیب شکاف و جهت‌گیری شکاف یاد می‌شود براساس جدول ۱ آزمایشات ۲ تا ۵ مربوط به تأثیر جهت‌گیری شکاف بر تراوایی میانگین مخزن است. شکل ۲- ب به‌ترتیب از چپ به راست تغییرات تراوایی را نسبت به جهت‌گیری تک‌شکاف و شبکه شکاف‌ها نشان می‌دهد. با توجه به این‌که شکاف ایجاد کننده یک مسیر پرتراوا برای جریان سیال هستند هر چقدر که زاویه‌ای بین صفحه شکاف و جهت حرکت سیال مخزن کمتر باشد سیالات بیشتری از داخل آن عبور کرده و شکاف اثر بیشتری در بهبود تراوایی خواهد داشت. هنگامی‌که صفحه شکاف با صفحه XZ زاویه °۴۵ می‌سازد، جهت‌گیری شکاف موازی صفحه مواصلاتی چاه تزریقی و تولیدی می‌شود. پس جهت‌گیری شکاف منطبق بر جهت حرکت سیال شده و برآیند تراوایی دینامیک مخزن حداکثر می‌شود. با انحراف از زاویه °۴۵ تأثیر شکاف در رساندن سیال از چاه تزریقی و تولیدی کاهش یافته به‌طوری‌که در جهت‌گیری °۱۳۵، اثر شکاف در بهبود رسانایی در حالت تک شکاف ناچیز و در حالت شبکه شکاف حداقل می‌شود. این نکته درباره اهمیت بالای جهت‌گیری شکاف، نشان از مهم بودن مکان چاه‌ها در مخزن دارد. به‌طوری‌که با قرار دادن چاه‌ها در مکان مناسب می‌توان جریان سیال را به شکلی کنترل کرد که زاویه‌ای کمی با جریان دسته شکاف‌های غالب در مخزن داشته باشد و دبی چاه‌های تولیدی افزایش یابد. با توجه به روند صعودی و سپس نزولی تغییرات تراوایی با جهت‌گیری شکاف برای اندازه‌گیری بازه حساسیت این پارامتر از اختلاف زاویه جهت‌گیری شکاف با جهت حرکت سیال استفاده شد. به‌طوری‌که وقتی جهت شکاف و جهت سیال موازی هستند اختلاف زاویه جهت ها حداقل شده (برابر صفر می‌شود) تراوایی حداکثر می‌شود و وقتی جهت شکاف و حرکت سیال عمود برهم هستند تراوایی حداقل می‌شود. شکل ۴ که سرعت و خطوط جریان را برای شبکه شکاف در دو حالت حدی جهت‌گیری شکاف (یعنی موازی و عمود بر جهت سیال) نشان می‌دهد حاکی از آن است که در حالت جهت‌گیری شکاف موازی جهت حرکت سیال خطوط جریان بیشتر تحت تأثیر شکاف بوده و سرعت سیال در داخل شکاف بیشتر است.

بازشدگی شکاف

طبق تحقیقات قبلی [۲۰] باز شدگی شکاف به‌عنوان فاصله عمودی بین دیواره‌های شکاف در نظر گرفته می‌شود. براساس جدول ۱ آزمایشات ۱۶ تا ۲۳ و ۱۲ تا ۱۹ به‌ترتیب مربوط به بررسی اثر باز شدگی شکاف برای حالت‌های تک شکاف و شبکه شکاف می‌باشند. نتایج این آزمایشات در شکل ۲- ج نمایان است. طبق رابطه ۶ انتظار داریم که با افزایش باز شدگی شکاف تراوایی شکاف به‌طور قابل‌توجهی افزایش یابد. همان‌طور که در شکل ۵ می‌بینید با زیاد شدن تراوایی شکاف اثر آن در برآیند تراوایی خمیره و شکاف قابل‌پیش‌بینی است. این افزایش در بازه mm ۰/۰۱ تا mm ۰/۱ به‌وضوح دیده می‌شود ولی این تغییرات در مقادیر خارج از این بازه ملموس نیست. علت این است که با توجه به ابعاد و شرایط مخزن شدت جریان سیال آن‌قدر زیاد نیست که بتواند در شکاف‌هایی با باز شدگی بیشتر از mm ۰/۱ از کل ظرفیت آن استفاده کند و رسانایی سیال عبوری را نسبت‌به مقادیر کمتر باز شدگی شکاف به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای افزایش دهد.



شکل ۴ نقشه سرعت سیال و خطوط جریان در مدل شبکه شکاف برای حالت‌های جهت‌گیری الف) °۴۵ و ب) °۱۳۵



شکل ۵ نقشه سرعت سیال و خطوط جریان برای مدل شبکه‌شکاف و بازشدگی‌های الف) ۱ m و ب) ۰/۱ µm

همین‌طور در مقادیر باز شدگی شکاف کمتر از ۰/۰۱ mm اختلاف تراوایی شکاف و خمیره نسبت‌به شکاف‌های مراحل قبل (که دارای باز شدگی بیشتری بودند) بسیار کم‌تر است و در حدی نیست که بتواند سیال را از سراسر مخزن به‌سمت شکاف جذب کند. شکل ۵ که نشان‌دهنده سرعت سیال و خطوط جریان در مدل‌هایی با مقادیر کم و زیاد باز شدگی شکاف است گواهی بر این مسئله است.

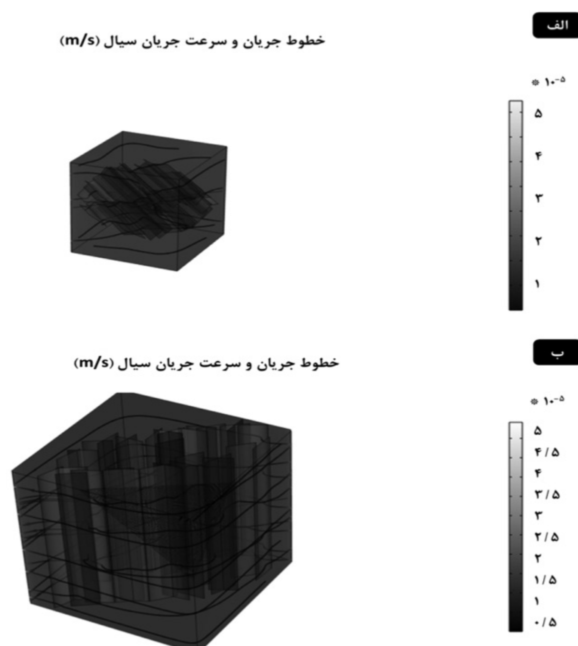
به همین دلیل تأثیر شکاف در بهبود حرکت سیال قابل‌توجه نیست. کاهش باز شدگی شکاف در آزمایشات تا جایی ادامه پیدا می‌کند که تراوایی شکاف از تراوایی خمیره اطراف آن کمتر شده و به‌عنوان یک مانع در برابر جریان سیال عمل می‌کند. با توجه به توضیحات مذکور بازه حساسیت باز شدگی شکاف در مدل ساخته‌شده بین mm ۰/۰۱ تا mm ۰/۱ است.

شیب شکاف

طبق تعریف بیان شده در [۲۰] شیب شکاف همان زاویه صفحه شکاف با سطح افق است. در جدول ۱ آزمایشات ۲۴ تا ۲۸ و ۲۵ تا ۲۹ به‌ترتیب برای تک‌شکاف و شبکه شگاف‌ها طراحی شده‌اند. در این آزمایشات شیب شکاف در بازه ˚۰ تا ˚۹۰ درجه تغییر می‌کند و به تبع آن تراوایی میانگین مخزن در بازه mD ۱۱/۴ تا mD ۱۲/۹۷ متغیر است. همان‌طوری که در شکل ۲- د می‌بینید، با افزایش شیب شکاف دبی جرمی چاه تولیدی و تراوایی دینامیک مخزن افزایش می‌یابد. می‌دانیم شکاف باعث بهبود برآیند تراوایی مخزن می‌شود، حال اگر این شکاف پرشیب یا کم‌شیب باشد به‌ترتیب روی تراوایی عمودی یا افقی تأثیر بیشتری دارد. اغلب مخازن نفتی مساحت زیادی دارند اما ضخامت آن‌ها نسبت‌به طول و عرض آنها کوچک‌تر است. پس در یک مخزن واقعی، سیال برای رسیدن به چاه تولیدی باید مسیر افقی بسیار بیشتری را نسبت‌به مسیر عمودی طی کند. بنابراین وقتی اکثر شکاف‌ها کم‌شیب باشند سیال راحت‌تر حرکت می‌کند. اما در مخزن سنتزی مکعبی ما که طول یال‌های افقی و عمودی آن برابرند این مزیت مطرح نیست. طبق شکل ۶ با توجه به عمودی بودن چاه‌ها در این مطالعه شکاف‌های عمودی سطح مقطع مشترک بیشتری با چاه دارند و بهتر می‌توانند سیالات را به‌سمت چاه تولیدی گسیل کنند.

شدت شکاف‌دار شدن و تقاطع بین شکاف‌ها

به‌میزان شکاف‌دار شدن یا تعداد شکاف‌ها در جرم مشخص سنگ، شدت یا چگالی شکاف‌دار شدن می‌گویند [۲۱]. با توجه به شکل ۲-ه،که آزمایش‌های ۲۰ تا ۲۴ جدول ۱ برای شبکه شکاف‌ها را نشان می‌دهد.



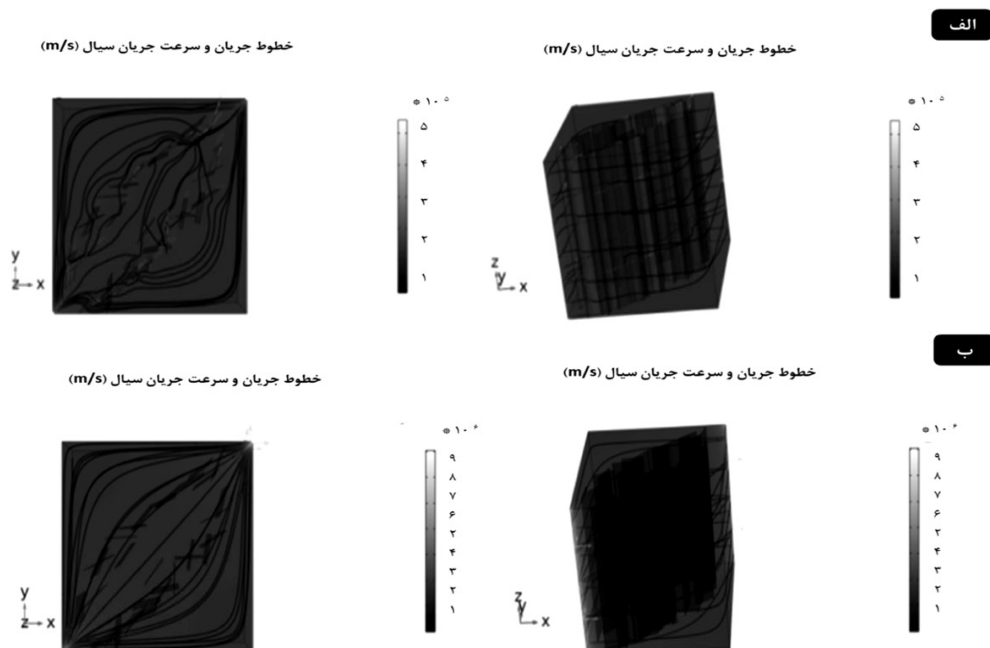
شکل ۶ نقشه سرعت سیال برای مدل شبکه شکاف و شیب‌های الف) ˚۰ و ب) ˚۹۰

شدت شکاف‌دار شدن با تراوایی دینامیک مخزن رابطه مستقیم دارد. دلیل این مسئله اینست که با افزایش شدت شکاف‌دار شدن، تعداد شکاف‌ها بیشتر شده و مسیر پرتراوای طولانی تر و پیوسته تری ایجاد می‌شود. در این تحقیق به‌دلیل اندازه و مساحت یکسان شکاف‌ها، پارامتر تعداد شکاف می‌تواند نماینده خوبی برای پارامتر شدت شکاف‌دار شدن باشد. برای جلوگیری از بایاس حاصل از تصمیم محقق تغییر پارامتر شدت شکاف‌دار شدن، به‌صورت تصادفی انجام شده‌است. در کمترین و بیشترین حالت تعداد شکاف‌ها، تنها ۶ و۳۰ شکاف در مخزن داریم و تراوایی به‌ترتیب برابر ۱۰/۸ mD و ۱۲/۶۸ mD است شکل ۷ شاهد افزایش تمرکز خطوط جریان و سرعت سیال در مدل با شدت شکاف‌دار شدن بیشتر هستیم. آن چه نظر ما را در مورد شکل ۲ جلب می‌کند این است که در بازه ۶ تا ۱۸ شکاف و همین‌طور ۲۴ تا ۳۰ شکاف روند صعودی نمودار تراوایی برحسب شدت شکاف‌دار شدن بسیار مشهود است اما در بازه ۱۸ تا ۲۴ شکاف ما شاهد روند تیز صعودی نیستیم.

دلیل این مسئله را باید در پیوستگی سیستم شبکه شکاف جستجو کرد به‌گونه‌ای که هرچه تقاطع بین شکاف‌ها بیشتر باشد و مسیر پر تراوایی که شبکه شکاف ایجاد می‌کند پیوستگی بیشتری داشته باشد اثر شبکه شکاف بر برآیند جریان سیال در مخزن بیشتر می‌شود. اما اگر ما تعداد زیاد شکاف داشته باشیم ولی تقاطع شکاف‌ها کافی نباشد و پیوستگی لازم به این شکاف‌ها فراهم نشود مسیر پر تراوایی که تأثیر زیادی بر جریان سیالات داشته باشد به‌وجود نمی‌آید.همان‌طور که در شکل ۸ قابل مشاهده می‌باشد.

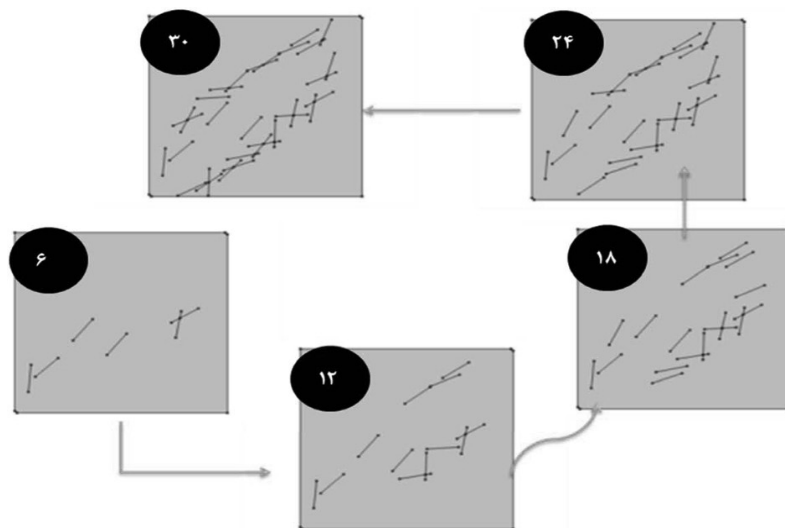
آنالیز حساسیت‌سنجی و نمودار گردباد[1]

با توجه به آنالیز های صورت‌گرفته بر مهم‌ترین پارامترهای هندسی شکاف و به‌دست آوردن بازه حساسیت آن‌ها می‌توان اثرگذارترین پارامترها را یافت. این امر به‌وسیله آنالیز حساسیت‌سنجی انجام شده و به شکل نمودار گردباد نمایش داده می‌شود. در این پژوهش از ضرایب حساسیت‌سنجی برای مقایسه‌ای حساسیت تولید از مخزن نسبت‌به پارامترهای شکاف استفاده شد.



شکل ۷ نقشه سرعت سیال و خطوط جریان برای مدل شبکه شکاف و تعداد شکاف‌های الف) ۳۰ و ب) ۶۰

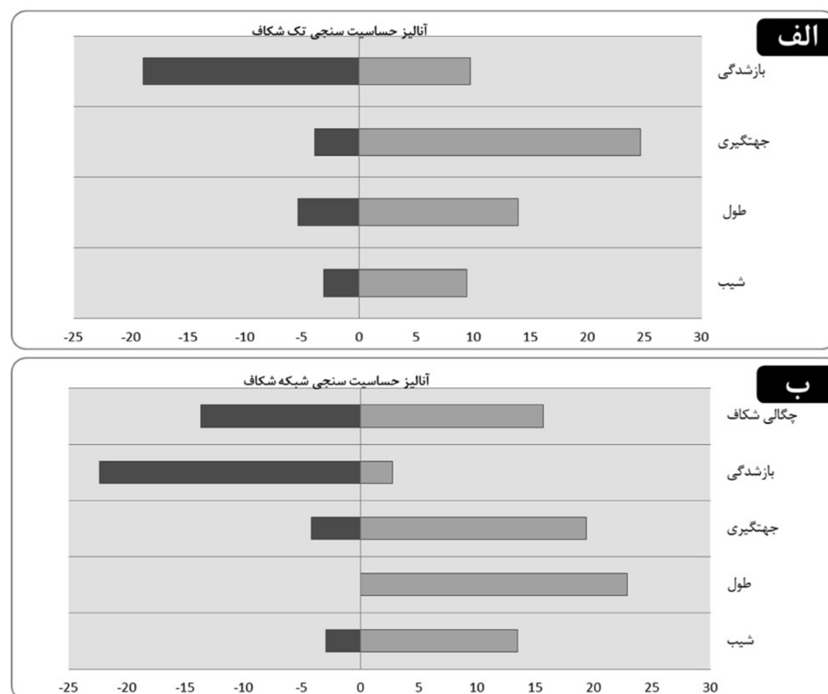
1. Tornado Plotl



شکل ۸ نحوه افزایش پیوستگی با افزایش شدت شکاف‌دار شدن برای مدل گسسته شکاف

در این روش با بدون بعد کردن پارامتر مورد بررسی و نتایج شبیه‌سازی و سپس تقسیم تغییرات نتایج بر تغییرات پارامترهای شکاف نسبت‌به حالت پایه ضرایب حساسیت‌سنجی پارامترها محاسبه می‌گردد. با مقایسه ضریب حساسیت‌سنجی پارامترها، اثرگذارترین پارامترها مشخص می شوند. طبق شکل ۹ که نمودار گردباد پارامترهای شکاف را برای حالت تک شکاف و شبکه شکاف نشان می‌دهد مهم‌ترین پارامترهای مؤثر بر تراوایی دینامیک یک سیستم تک شکاف بازشدگی و جهت‌گیری شکاف هستند. در مورد شبکه شکاف‌ها پارامتر شدت شکاف‌دار شدن هم به مجموعه پارامترهای بسیار مهم شکاف افزوده می‌شود. در مورد سایر خواص تأثیرگذار مخزن می‌توان این‌چنین گفت که با تغییر اندازه مدل، نسبت ابعاد مدل به ابعاد شکاف تغییر کرده و اثر شکاف بر جریان سیال کاهش یا افزایش می‌یابد به‌طورکلی حضور شکاف باعث بهبود جریان سیال در مدل می‌شود اما با افزایش یا کاهش نسبت ابعاد معادل به ابعاد شکاف‌ها اثر آن‌ها بر بهبود جریان به‌ترتیب کاهش یا افزایش می‌یابد. در مدل ساخته‌شده دو چاه در دو طرف قطر وجه بالایی مدل مکعبی قرار دارند که بیشترین فاصله‌ی ممکن را از هم دارند و شکاف‌ها در بین آن دو قرار دارند. کاهش فاصله چاه‌ها از هم باعث نزدیکی بیشتر آن‌ها به شکاف‌ها شده و دبی چاه تولیدی افزایش می یابد. در صورت گسترش مدل و افزایش فاصله چاه‌ها، آن‌ها از محدوده شکاف‌دار مخزن دور شده و تولید از مخزن کاهش می‌یابد. در مورد سایر خواص چاه‌ها از جمله جهت آن‌ها، درصورتی‌که با تغییر این خواص فاصله چاه‌ها از شکاف‌ها کاهش یابد تولید افزایش می‌یابد. درباره خمیره، با افزایش خواص مخزنی آن سهم بیشتری در جریان سیال خواهد داشت و در کل باعث تولید بیشتر از مخزن می‌شود. برعکس با کاهش خواص مخزنی خمیره جریان در آن کاهش یافته و نقش و اهمیت شکاف‌ها افزایش می‌یابد.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۶۴-۴۹



شکل ۹ نمودار گردباد برای پارمترهای مدل الف) تک شکاف و ب) شبکه شکاف

نتیجه‌گیری

در این پژوهش مطالعه جامعی برروی پارامترهای هندسی شکاف انجام شد. بازه حساسیت پارامترهای شکاف تعیین و در این بازه حساسیت عملکرد مخزن نسبت به این پارامترها اندازه‌گیری گردید. در انتها مهم‌ترین پارامترهای شکاف در حالت منفرد و در سیستم شبکه شکاف برای مدل مد نظر مشخص شد. مهم‌ترین نتایج این مطالعه عبارت‌اند از:

طول شکاف: پارامتر طول شکاف نقش مهمی در تأمین طول مسیر ترجیحی شکاف برای سیال دارد. هر چه طول شکاف بیشتر باشد سیالات طول بیشتری از مسیر خود را از طریق شکاف می‌گذرانند بازه حساسیت طول شکاف برای حالت تک شکاف بین ۰/۱۴ m تا ۰/۸۴ m و برای شبکه شکاف بین ۰/۰۵ m تا ۰/۱ m است. با آنالیز حساسیت‌سنجی در بازه‌های مذکور برای پارامتر طول شکاف این پارامتر در بین پارامترهای شکاف منفرد و شبکه شکاف به‌ترتیب در سومین و چهارمین جایگاه قرار گرفت.

جهت‌گیری شکاف: بازه مورد بررسی برای این پارامتر بین °۰ تا °۱۳۵ بود. در حالت جهت‌گیری °۴۵ که جهت‌گیری شکاف بر جهت‌گیری جریان سیال منطبق بود عملکرد شکاف حداکثر می‌شد و در جهت‌گیری °۱۳۵ کارایی شکاف حداقل بود. برای آنالیز حساسیت‌سنجی این پارامتر از اختلاف زاویه جهت‌گیری شکاف و جهت حرکت سیال استفاده کردیم. این پارامتر از °۰ تا °۹۰ متغیر بود. در سیستم‌های تک‌شکاف و شبکه‌شکاف به‌ترتیب این پارامتر دومین و سومین پارامتر هندسی مهم شکاف برای جریان سیال در مخزن است.

باز شدگی شکاف : با توجه به رابطه ۶، این پارامتر اثرگذارترین ویژگی شکاف برروی تراوایی شکاف است و با توجه به این‌که تراوایی شکاف مهم‌ترین اثر آن برروی مخزن است انتظار می‌رود که این پارامتر حساس‌ترین پارامتر شکاف باشد. مشاهدات نشان داد که شدیدترین تأثیر این پارامتر بر تراوایی میانگین مخزن در بازه ۰/۰۱ mm تا ۰/۱ mm است.

شیب شکاف: شیب شکاف تعیین می‌کند که شکاف تأثیر بیشتری روی تراوایی افقی یا تراوایی عمودی داشته باشد. در مخزن مکعبی مورد مطالعه

که یال‌های عمودی و افقی برابرند، افقی بودن شکاف مزیتی ندارد درحالی‌که عمودی بودن شکاف باعث افزایش سطح مشترک چاه و شکاف شده و تولید را افزایش می‌دهد. پس‌از آنالیز حساسیت‌سنجی، این پارامتر در هر دو حالت تک شکاف و شبکه شکاف کم‌اهمیت ترین پارامتر تشخیص داده شد.

شدت شکاف‌دار شدن و تقاطع بین شکاف‌ها: هر چه تعداد شکاف‌ها در داخل مخزن بیشتر باشد، شدت شکاف‌دار شدن بیشتر است. البته که با افزایش تعداد شکاف‌ها مسیرهای تراوا در مخزن افزایش یافته و جریان سیال بهبود پیدا می‌کند اما نکته مهم دیگر تقاطع بین شکاف‌ها و پیوسته بودن مسیر ترجیحی ایجاد شده توسط آن‌هاست. درصورتی‌که افزایش تعداد شکاف‌ها موجب افزایش پیوستگی سیستم شکاف نشود تغییر قابل ملاحظه‌ای در رفتار جریانی سیال مخزن مشاهده نخواهد شد. بررسی‌ها نشان داد که این پارامتر اثرگذارترین خاصیت سیستم شکاف است.

تشکر و قدردانی

از انستیتو مهندسی نفت دانشگاه تهران بابت همکاری‌ها و امکاناتی که در اختیار این گروه پژوهشی قرار داده است کمال تشکر را داریم. همچنین از آقای مهندس حسین حدادپور بابت راهنمایی‌های بی‌دریغش سپاس‌گزاریم.

علائم و نشانه‌ها

d_f: بازشدگی شکاف (m)

Q: دبی حجمی سیال مخزن در چاه تولیدی (m^3/s)

ε_p: تخلخل شکاف (%)

Q_m: دبی جرمی سیال مخزن در چاه تولیدی (kg/s)

r_e: شعاع بیرونی مخزن (m)

p: فشار سیال در مخزن (pa)

h: ضخامت چاه در مخزن (m)

r_w: شعاع چاه در مخزن (m)

K: تراوایی کل/دینامیک مخزن (m^2)

ρ: چگالی سیال مخزن (kg/m^3)

k_f: تراوایی شکاف (m^2)

S_p: تراکم‌پذیری کل (pa^{-1})

μ: ویسکوزیته سیال مخزن (pa.s)

t: زمان شبیه‌سازی جریان

u: سرعت سیال در مخزن

p_{inj}: فشار چاه تزریقی (pa)

P_0: فشار اولیه مخزن (pa)

مراجع

[1]. Akbari N, Moallemi A, Khoshbakht F (2017) Determination of fractures' properties in an oil field by utilizing estimation methods, Journal of Petroleum Research, 27, 96-1: 16-26.

[2]. Sobhi G, Alizadeh N, Kiani M, Bashiri G (2007) Investigation and Comparison of Recovery Factors of Water and Gas Injection into One of the Fractured Reservoirs in South of Iran, Journal Petrolum Research (in persian), 17, 56, 94–105.

[3]. Moinfar A, Varavei A, Sepehrnoori K, Johns R T (2013) Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs, in SPE Reservoir Simulation Symposium, 2, 978–994. doi: 10.2118/163647-ms.

[4]. Barenblatt G I, Zheltov I P, Kochina I N (1960) Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [strata], Journal of applied mathematics and mechanics, 24, 5, 1286–1303, 1960, doi: 10.1016/0021-8928(60)90107-6.

[5]. Johns R T, Jalali-Yazdi Y (1989) Comparison of pressure transient response in intensely and sparsely fractured reservoirs, SPE California Regional Meeting, 513–518: 1991, doi: 10.2118/18800-ms.

[6]. Moinfar A, Narr W, Hui M H, Mallison B, Lee S H (2011) Comparison of discrete-fracture and dual-permeability models for multiphase flow in naturally fractured reservoirs, in SPE Reservoir Simulation Symposium, 2: 1410–1426, doi: 10.2118/142295-ms.

[7]. Wei S, Kao J, Jin Y, Shi C, Xia Y, Liu S (2021) A discontinuous discrete fracture model for coupled flow and geomechanics based on FEM, Journal of Petroleum Science and Engineering, 204: 1–14, 2021, doi: 10.1016/j.petrol.2021.108677.

[8]. Long J C S, Witherspoon P A (1985) The relationship of the degree of interconnection to permeability in fracture networks, Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 90: 3087–3098, 1985.
[9]. Mi L, Jiang H, Li J, Li T, Tian Y (2014) The investigation of fracture aperture effect on shale gas transport using discrete fracture model, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 21: 631–635, doi: 10.1016/j.jngse.2014.09.029.
[10]. Liang B, Jiang H, Li J, Gong C (2016) A systematic study of fracture parameters effect on fracture network permeability based on discrete-fracture model employing Finite Element Analyses, ournal of Natural Gas Science and Engineering, 28: 711–722, doi: 10.1016/j.jngse.2015.12.011.
[11]. Namdari S, Baghbanan A, Habibi M J (2016) Effects of matrix permeability and fracture density on flow pattern in dual porous rock masses, in ISRM International Symposium - EUROCK, 549–552. doi: 10.1201/9781315388502-94.
[12]. Aghli G, Soleimani B, Tabatabai S S, Zahmatkesh I (2017) Calculation of fracture parameters and their effect on porosity and permeability using image logs and petrophysical data in carbonate Asmari reservoir, SW Iran, Arab. Arabian Journal of Geosciences, 10, 12: 1–14, doi: 10.1007/s12517-017-3047-4.
[13]. Gong J, Rossen W R (2017) Modeling flow in naturally fractured reservoirs: effect of fracture aperture distribution on dominant sub-network for flow, Petroleum Science, 14, 1: 138–154, doi: 10.1007/s12182-016-0132-3.
[14]. Karatalov N, Stefaniak A, Vaughan L (2017) DFN modeling aided reservoir characterization, in Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 1–13, doi: 10.2118/188641-ms.
[15]. Kong B, Chen S (2018) Numerical simulation of fluid flow and sensitivity analysis in rough-wall fractures, Journal of Petroleum Science and Engineering, 168, 546–561, doi: 10.1016/j.petrol.2018.04.070.
[16]. Zhang X, Sanderson D J (2002) Numerical modelling and analysis of fluid flow and deformation of fractured rock masses.
[17]. Hürxkens C C M J (2011) The sensitivity of the 3D connectivity in a multi-scale fracture network to variations in distribution parameters: a case study from petra, Jordan, [Online], Available: http://repository.tudelft.nl/view/ir/uuid%3A4c621d54-7484-447a-a46a-3d47e8a5bca3.
[18]. Jafari A, Babadagli T (2013) Relationship between percolation-fractal properties and permeability of 2-D fracture networks, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 60: 353–362, doi: 10.1016/j.ijrmms.2013.01.007.
[19]. Ran Q, Wang Y, Sun Y, Yan L, Tong M (2014) Identification and prediction of fractures in volcanic reservoirs, in volcanic gas reservoir characterization, Elsevier, 203–271. doi: 10.1016/b978-0-12-417131-2.00006-5.
[20]. Van Golf-Racht T D (1982) Fracture detection and evaluation," in Developments in Petroleum Science, 12, 51–109. doi: 10.1016/S0376-7361(08)70336-4.
[21]. Fox A, Forchhammer K, Pettersson A, La Pointe P, Lim D H (2012) Geological discrete fracture network model for the olkiluoto site, Eurajoki, Finland, 31.

تعیین مشخصات جریان‌های دو فازی نفت- آب توسط شبکه عصبی کانولوشنی جریانی

سید امیر پوریا صادق صمیمی، علی اسفندیاری بیات[*] و سید ابوالقاسم امامزاده
گروه مهندسی نفت،دانشکده نفت و مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۷

چکیده

تا به امروز، مدل‌های مکانیکی و روابط تجربی مختلفی برای توصیف و مدل‌سازی سیستم‌های جریان دو فازی نفت- آب معرفی شده‌اند. اما، در اکثر این مدل‌ها و روابط پیشنهادی از مفروضات ساده با رویکرد حل تکرار شونده استفاده شده، که از دقت کافی جهت تخمین خصوصیات جریانی برخوردار نمی‌باشند. هدف از مطالعه حاضر، غلبه بر این مشکل با کمک توسعه یک شبکه عصبی کانولوشنالی جریانی از طریق یادگیری عمیق می‌باشد. بدین منظور، ۲۷۰ آزمایش جریانی شامل آزمایش‌های جریانی پراکنده آب در نفت، دوگانه پیوسته و پراکنده نفت در آب در دو حالت افقی و شیب دار (۳۰°) انجام گردیده است. شبکه عصبی بر روی ۷۰٪ این داده‌های آزمایشگاهی آموزش داده شد. لازم به توضیح است که از تصاویر الگوی جریانی دو بعدی به عنوان داده‌های ورودی و از الگوهای جریان و مقادیر کسر حجمی پسماند به عنوان داده‌های خروجی استفاده شده است. نتایج حاصل از این مطالعه نماینگر آن است که مدل شبکه عصبی کانولوشنالی جریانی آموزش داده شده بر روی داده‌های آزمایشگاهی قادر است رژیم‌های جریان را با دقت ۹۱٪ و ۹۶٪ به ترتیب در جریان‌های افقی و شیبدار پیش‌بینی نماید. این مدل همچنین قادر است کسر حجمی پسماند را با یک خطای معقول ۱/۲۲٪ و ۰/۹۸٪ به ترتیب در جریان‌های افقی و شیبدار پیش‌بینی کند. از این‌رو می‌توان گفت که رویکرد پیشنهادی قادر به پیش‌بینی خودکار و دقیق رژیم جریان و کسر حجمی پسماند در جریان‌های افقی و شیبدار از طریق تصاویر جریان است.

کلمات کلیدی: جریان دو فازی، الگوی جریان نفت- آب، یادگیری عمیق، شبکه عصبی کانولوشنی جریانی، کسر حجمی پسماند

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی alies.bayat@srbiau.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4895.3189)

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۸۰-۶۵

مقدمه

جریان‌های دو فازی (یعنی مایع- مایع یا گاز- مایع) یک اتفاق معمول در صنایع نفت و پتروشیمی است. در یک سیستم دو فازی مایع- گاز، اختلاف چگالی و گرانروی فازها بیشتر از یک سیستم مایع- مایع است و بنابراین، رژیم‌های جریانی کاملاً متفاوت هستند. بسیاری از مطالعات پیشین بر رفتار جریان دو فازی گاز- مایع متمرکز شده‌اند. به دلیل ماهیت پیچیده تعامل بین نفت و آب، فازها به صورت رقابتی در مسیر جریان می‌یابند و رژیم های جریانی متفاوتی نسبت به یکدیگر ایجاد می‌کنند. این توزیع هندسی یا ساختار فضایی در داخل مسیر جریان، رژیم جریانی نام دارد [۱-۳]. رژیم جریانی یا الگوی جریان تابعی از خواص سیالات، دبی جریان و همچنین، شعاع و زبری لوله است [۴]. هر رژیم جریانی نشان‌دهنده ویژگی‌های منحصر به فردی است و جریان دو فازی را کنترل می‌کند [۵].

پس از آزمایش‌های تجربی، الگوی جریان (رژیم جریان) و کسرهای حجمی پسماند[1] به‌عنوان دو عامل حیاتی می‌توانند با رویکردهای سنتی یا جدید (مانند یادگیری ماشین/عمیق) برای توصیف جریان ارزیابی شوند [۵ و ۲]. به رویکردهای سنتی برای تعیین ویژگی‌های جریان در طول دهه‌های گذشته، توجه زیادی شده است [۶-۷]. به طور معمول محققان رژیم‌های جریانی متفاوتی را در طی آزمایش‌های تجربی دریافته‌اند [۸ و ۳]. دراین مطالعات تأثیرات طول، قطر، جهت و شیب لوله [۱ و ۸-۱۸]، خواص سیال و حضور عوامل کاهش‌دهنده افت فشار [۱۹-۲۵]، برروی الگوی جریان مورد بررسی قرار گرفته‌اند. در مطالعات فوق‌الذکر، الگوهای جریان مختلفی بر اساس شرایط آزمایشگاهی شناسایی شدند. تلاش‌هایی برای شناسایی کسر حجمی پسماند با رویکردهای سنتی نیز انجام شده است [۱۰ و ۱۴ و۲۶]. کسر پسماند یک مایع، الگوی جریان را در لایه مرزی مشوش می‌کند و نقش کلیدی در پیش‌بینی رفتار جریان و الگوی جریانی به ویژه در خطوط لوله افقی و شیب‌دار دارد [۲۷]. با توجه به محدودیت‌های آزمایشگاهی و عدم قطعیت در آزمایش‌های جریان دو فازی، محققان در حال بررسی الگوریتم‌های جدیدی برای توصیف و مدل‌سازی جریان به شیوه‌ای خودکار مانند روش‌های یادگیری ماشینی/عمیق[2] هستند.

یادگیری عمیق شاخه‌ای از هوش مصنوعی می‌باشد که سعی برآن دارد تا مسائل را از طریق روشی مشابه مغز انسان و بینایی او پردازش کند. یادگیری عمیق یا به طور کلی یادگیری ماشین کاربرد گسترده‌ای در زمینه‌های مختلفی مانند تشخیص الگو، بینایی ماشین، پردازش تصویر، تجزیه و تحلیل داده‌های حجمی و همچنین تشخیص جریان دو فازی دارد [۲۸-۳۱]. عزت آبادی‌پور و همکاران یک پرسپترون[3] چندلایه برای استخراج الگوی جریان از خصوصیات و شرایط جریان بر اساس پایگاه داده جمع‌آوری شده پیشنهاد کردند [۳۲]. رئیسی و همکاران یک چارچوب مکانیک جریان پنهان[4] را برای پیش‌بینی سرعت جریان و توزیع فشار با استفاده از داده‌های الگوی جریان توسعه داده‌اند. مدل آموزش داده شده، معادلات ناویر-استوکس را در یادگیری ماشین، رمزگذاری می‌کند و چالش محققان را در مورد تشخیص الگوی جریانی حل می‌کند [۳۳]. در تحقیقی دیگر، یک روش ماشین‌بردار پشتیبان[5] برای پیش‌بینی الگوی جریان بدون تجزیه و تحلیل پارامترهای مؤثر ایجاد شده است [۳۴]. کانین و همکاران یک روش یادگیری ماشین جدید بر روی داده‌های آزمایشگاهی برای افزایش دقت روش‌های مکانیکی و مبتنی بر همبستگی پیشنهاد دادند [۳۵]. آنها روش جدیدی را برای محاسبه گرادیان فشار در

1. Holdup Fraction
2. Deep Learning
3. Perceptron
4. Hidden Flow Mechanics
5. Support Vector Machine (SVM)

هر بخش از مسیر جریان از طریق سه مدل جایگزین بر اساس یادگیری ماشین بر روی داده‌های تجربی ارائه کردند. این مدل‌ها ابتدا کسر پسماند را محاسبه کرده و سپس الگوی جریان و گرادیان فشار را به‌دست می‌آورد. از آنجایی که این پیش‌بینی یک روش تکراری بوده، ماشین آموزش داده شده از تکرار صرف نظر کرده و پارامترها را در هر مرحله تخمین می‌زند. تحقیق دیگری بین مدل جایگزین و یادگیری ماشینی توسط کانین و همکاران انجام گردید [۳۵]. ویژگی‌های سیال و داده‌های سرعت، ورودی‌های مدل توسعه‌یافته و پاسخ افت فشار و کسر پسماند از خروجی‌های مدل مذکور بوده‌اند. گائو و همکاران یک شبکه عصبی کانولوشنی مبتنی بر کانال زمان[1] را برای تخمین توقف در یک جریان دو فازی ارائه دادند. این الگوریتم یک روش نظارتی بود که داده‌های ورودی را از چهار حسگر رسانایی توزیع شده دریافت می‌کرد [۳۶]. بیشتر مطالعات قبلی اشاره شده بر روی سیستم‌های گاز- مایع متمرکز شده‌اند.

همان‌طور که معمولاً گفته می‌شود، الگوریتم‌های یادگیری عمیق اساساً برای استفاده از تصاویر برای بینایی کامپیوتر، استخراج ویژگی، پردازش بصری/ تصویر، و تخمین پارامترها در زمینه‌های مختلف تحقیقاتی توسعه یافته‌اند. تا جایی که ما می‌دانیم، تلاشی‌های مختصر و ناکافی برای استفاده از تصاویر جریان دو فازی در برنامه‌های یادگیری عمیق برای توصیف جریان وجود دارد. مطالعه حاضر قابلیت یک الگوریتم یادگیری عمیق جدید توسعه یافته به نام شبکه عصبی مرسوم جریان[2] را بر روی یک جریان نفت-آب دو فازی مشخص بررسی می‌کند. برای این هدف، رفتار جریان در یک لوله افقی و شیبدار با زاویه ۳۰° از طریق تصویربرداری از جریان بررسی گریده است. در بخش آزمایشگاهی، نفت و آب به طور همزمان با سرعت‌های مختلف از ۰/۱ تا ۰/۹ m/s و کسرهای آب ورودی (بین ۱۸/ و ۰/۹۸) تنظیم شده‌اند. تصاویرگرفته شده از جریان از طریق یک جعبه ابزار پردازش تصویر، از قبل پردازش شده و سپس به یک بسته یادگیری عمیق وارد شده‌اند. مدل عمیق بر روی تصاویر جریان، آموزش داده شده و برای اعتبار سنجی قابلیت و توامندی الگوریتم مورد آزمایش قرار داده شده است.

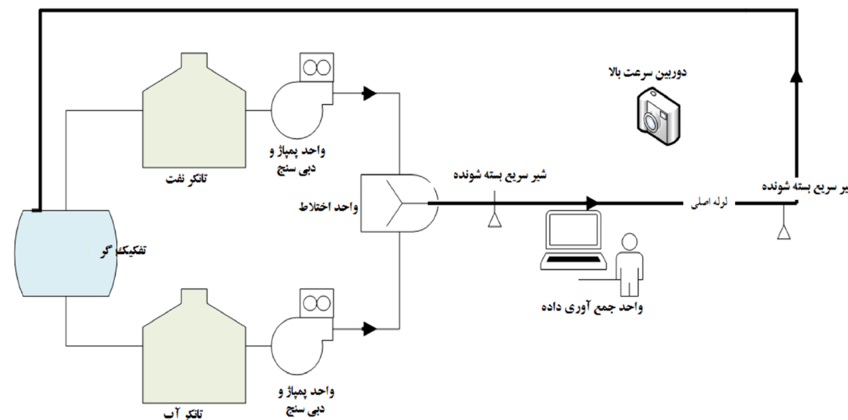
مواد مورد نیاز و روش انجام کار

راه‌اندازی آزمایش

یک مجموعه آزمایشی برای ارزیابی جریان دو فازی نفت- آب در یک لوله شیشه‌ایی با جنس پلکسی به طول ۱۴ m و قطر داخلی ۳ cm طراحی شد. ابعاد لوله انتخاب شده در محدوده اکثر مطالعات قبلی برای بررسی جریان‌های دوفازی است [۳۷-۳۹]. لوله یک بار به صورت افقی و سپس با زاویه ۳۰° قرار داده شد. راه‌اندازی آزمایش شامل دو واحد پمپاژ و دبی سنج، لوله شیشه‌ایی از جنس پلکسی، یک واحد جداکننده، مجموعه‌ای از شیرهای بسته شونده سریع[3] برای اندازه‌گیری پسماند و یک دوربین با سرعت بالا برای عکاسی از رژیم‌های جریانی است. روش‌های مختلفی برای گرفتن مقدار کسر حجمی پسماند وجود دارد که یکی از دقیق‌ترین آنها، استفاده از شیرهای بسته شونده سریع است [۴۰]. شیرهای بسته شونده سریع، بلافاصله بخش مورد نظر خط لوله را در طول آزمایش جدا می‌کنند. پس از استخراج و جداسازی کسر حجمی هر سیال در یک خط لوله، مقدار کسر حجمی پسماند محاسبه می‌شود. شکل ۱ آرایشی از نحوه آزمایش را نشان می‌دهد. آرایش ارائه شده یک به عنوان نقشه راه در ساخت و بهره‌وری از دستگاه مورد مطالعه می‌باشد. در این مطالعه از آب شیر با دانسیته ۰/۹۹۵ g/cm^3 و ویسکوزیته ۱/۰۱ cP در دمای محیط) وکروزن با دانسیته ۰/۷۸۵ g/cm^3 و ویسکوزیته ۱/۶۸ cP در دمای محیط به‌عنوان نفت استفاده شد.

1. Multitask-based Temporal-channel-wise Convolutional Neural Network (MTCCNN)
2. Flow Conventional Neural Network (FCNN)
3. Fast Closing Valves

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۸۰-۶۵



شکل ۱ آرایشی تنظیمات آزمایش مورد استفاده در مطالعه حاضر

فازها در دبی‌های مختلف از m/s ۰/۱ تا ۰/۹ و کسرهای آب (بین ۰/۱۸ و ۰/۹۸) پمپ شده‌اند تا امکان جمع‌آوری یک مجموعه داده جامع فراهم گردد. عملاً ابتدا فاز نفتی جریان می‌یابد و آب به تدریج به خط وارد می‌شود تا به کسر فاز اولیه مطلوب برسد [۶]. کشش سطحی بین آب و کروزن mN/m ۱۷/۲ اندازه‌گیری شد. علاوه بر این، برای بررسی صحیح الگو، جریان باید کاملاً توسعه یافته و تثبیت شده باشد [۱۰]. مشخصات سرعت جریان کاملاً توسعه یافته، در طول جریان سیال تغییر نمی‌کند، بنابراین الگوی جریان در تمام جهات در مسیر پایدار می‌باشد. به طور کلی، معیاری به عنوان طول ورودی تعریف شده است، که شرایط کاملاً توسعه یافته را تعیین می‌کند. در این شرایط با در نظر داشتن خصوصیات لوله (طول و قطر لوله) و خصوصیات سیال عبوری، مقدار مشخصی از طول اولیه برای جریان عبوری نیاز است تا جریان کاملا به صورت توسعه یافته باشد. طول ورودی لوله مورد نیاز، بخشی از لوله است که یک سیال پس از ورود به لوله در آن جریان می‌یابد و با شرایط کاملاً توسعه یافته مواجه می‌شود [۳]. در اینجا، توزیع جریان در داخل لوله به صورت بصری بررسی شده و طول لوله ورودی در حدود m ۳/۶ به صورت تجربی اندازه‌گیری گردید. پس از این طول، جریان به طور کامل توسعه یافته و تصاویر جریان توسط یک دوربین سریع (دوربین دیجیتال کنون مدل Canon EOS M50) گرفته شده‌اند. سرعت تصویربرداری، سرعت فریم دوربین در عکس‌برداری‌ها برابر با ۳۶۰۰ فریم بر ثانیه می‌باشد.

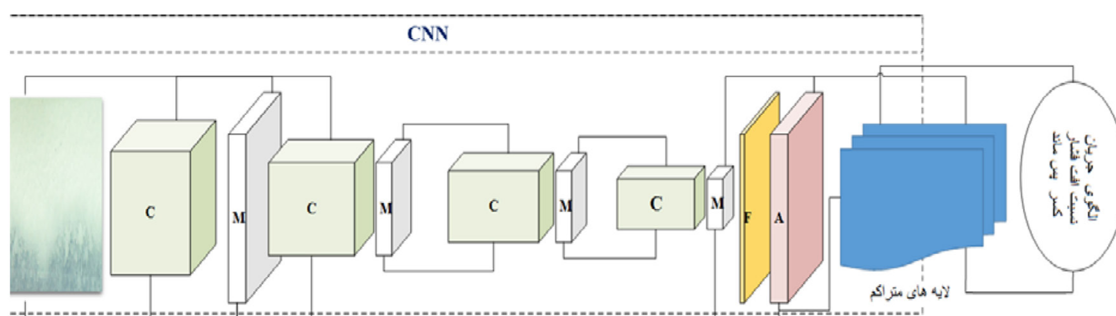
شبکه‌های عصبی کانولوشنی

در مطالعه حاضر، یک مدل یادگیری عمیق که قادر به پیش‌بینی رژیم جریان و کسر پسماند مایع بر اساس تحلیل تصویر الگوی جریان ورودی و یادگیری فیزیک زیربنایی است، پیشنهاد شده‌است. مدل پیشنهادی پدیده‌ای فیزیکی را در لایه‌های شبکه تعبیه می‌کند. شبکه عصبی کانولوشنی به عنوان یکی از مشهورترین روش‌های یادگیری عمیق، قادر به تخمین پارامترهای فیزیکی غیرخطی براساس داده ورودی است [۴۱-۴۲]. یک شبکه عصبی کانولوشنی تصاویر ورودی را فیلتر می‌کند، ویژگی‌های سطح بالا را از طریق لایه‌های مختلف شبکه محاسبه می‌کند و به طور مداوم ابعاد تصویر ورودی را به یک کد کاهش می‌دهد تا بتواند مقدار خروجی را اندازه‌گیری کند. سپس خروجی شبکه عصبی از سه لایه نورونی متراکم عبور داده می‌شود تا ماشین قادر به پیش‌بینی ویژگی‌های ذکر شده در قالب نظارتی باشد. یادگیری تحت نظارت وظیفه‌ای است که مستقیماً یک ورودی را به یک خروجی

1. Convolutional Neural Networks

از طریق فرآیند آموزش، ترسیم می‌کند. در تمامی مطالعات حوزه یادگیری عمیق مشخص شده است که شبکه‌های عصبی کانولوشنی دقت عملکرد بالاتری نسبت به سایر روش‌ها در زمان کمتر یادگیری هستند. علت این مساله را می‌توان در مزیت این شبکه نسبت به سایر روش‌ها به دلیل در اختیار داشتن ابزار کانولوشن بین لایه‌های مختلف آنالیز تصویر دانست.

آرایش ساختار پیشنهادی در شکل ۲ و در جدول ۱ به تفصیل توضیح داده شده است. تصویر جریان دو فازی گرفته شده به عنوان ورودی وارد شبکه می‌شود. تصویر از چندین لایه عبور داده شده تا الگوی جریانی مورد نظر وکسر پسماند آن را به خروجی برساند. شبکه تحت نظارت طراحی شده به عنوان شبکه عصبی کانولوشنی جریانی[1] نام‌گذاری می‌شود. شبکه مشخص شده در شکل ۲ بیانگر لایه‌های اصلی اثرگذار بر روی آنالیزهای تصویر هستند. با عبور از هرلایه، مجموعه‌ای از اقدامات و توابع ریاضیاتی بر روی تصاویر اعمال می‌شوند تا ویژگی‌های تصویری را استخراج نمایند. جزئیات هریک از این لایه‌ها و اندازه تصویری ورودی که خروجی لایه قبلی می‌باشد نیز در جدول ۱ ارائه شده است.



شکل ۲ ساختار طراحی شده برای شبکه عصبی کانولوشنی جریانی (M) بیشینه ادغام، (C) لایه کانولوشنی، (F) لایه ادغام[2]، (A) فعال‌سازی تابع ReLU.

جدول ۱ شرح جزییات مدل شبکه عصبی کانولوشنی جریانی

لایه	نوع	اندازه ورودی	هسته[1]	گزینه‌ها
۱	ورودی	۳ × ۳۲۰ × ۳۲۰	–	عادی‌سازی
۲	لایه ادغام	۳ × ۱۶۰ × ۱۶۰	–	۲ × ۲ بیشترین پول
۳	لایه کانولوشنی	۶ × ۸۰ × ۸۰	۳ × ۳	۲ × ۲ بیشترین پول
۴	لایه کانولوشنی	۱۲ × ۴۰ × ۴۰	۳ × ۳	۲ × ۲ بیشترین پول
۵	لایه کانولوشنی	۱۸ × ۲۰ × ۲۰	۳ × ۳	۲ × ۲ بیشترین پول
۶	کاملاً متصل	۱۴۴۰۱ × ۱ × ۱	-	لایه مسطح
۷	کاملاً متصل	۲ × ۱ × ۱	-	فعال سازی ReLU
۸	خروجی	۲ × ۱ × ۱	-	عادی‌سازی نشده

در شبکه عصبی کانولوشنی جریانی، بلوک شبکه عصبی از لایه‌های مختلفی تشکیل می‌شد که در آن‌ها هر یک عملکرد خاص خود را برای پردازش ویژگی‌های استخراج‌شده، دارند. سه لایه کانولوشن به تصویر کشیده شده، داده‌های ورودی را در هر مرحله برای استخراج ویژگی‌ها ادغام می‌کنند. هر لایه کانولوشن با یک لایه ادغام حداکثر دنبال می‌شود تا اندازه داده‌ها را بدون از دست دادن اطلاعات قابل توجه، فشرده کند.

1. Flow Convolutional Neural Network (FCNN)
2. Flatten Layer
3. Kernel

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۸۰-۶۵

خروجی این لایه‌ها از یک تابع مسطح، عبور می‌کند که نوعی لایه کاملاً متصل است و در اندازه مناسب برای لایه‌های متراکم قرار می‌گیرد. لایه‌های کاملا متصل، نورون‌ها را در یک لایه به نورون‌های لایه دیگر متصل می‌کنند. قبل از ارسال خروجی به لایه‌های متراکم، داده‌ها توسط توابع فعال‌سازی کنترل می‌شوند. واحدهای خطی اصلاح شده[1] یا همان ReLU به‌عنوان تابع فعال‌سازی، خروجی‌های منفی نتایج کانولوشن را به صفر تبدیل می‌کند. مزیت این توابع در این است که جزئیات و ویژگی‌های بهتری نسبت به توابع خطی استخراج می‌نماید. از طریق پردازش تصویر و استخراج ویژگی، ساختارهای مختلف مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند و فرمت فعلی با دقت مناسب، بهینه شده است. طرح‌های مختلف برای تنظیم دقیق ساختار مدل، آزمایش گردیدند. در هر طرح، پارامترهای قابل تنظیم در هر لایه از طریق یک الگوریتم بهینه‌سازی (بهینه‌ساز آدام[2])که از آنتروپی متقاطع باینری وزنی[3] به عنوان تابع هدررفت[4] استفاده می‌کند، اصلاح می‌شوند. یکی از مهمترین ویژگی‌های آنتروپی متقاطع باینری وزنی دقت آن‌ها در آموزش شبکه‌های از نوع دسته‌بندی می‌باشد.

$$BCE = -\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{2}\left[m_i(-\log(p_i)) + (1-m_i)(-\log(1-p_i))\right] \quad (1)$$

در اینجا m مقدار واقعی به‌دست آمده از آزمایش و p تخمین مدل برای تحقق i است. حد بالای "2" در رابطه نشان می‌دهد که دو مجموعه داده الگوی جریان و کسر پسماند مایع وجود دارد. این نوع تابع هدررفت دقت یک طبقه‌بندی باینری را ارزیابی می‌کند و مقادیر بین ۰ و ۱ را برمی‌گرداند. در جدول ۱ اطلاعات دقیق در مورد لایه‌های مختلف موجود در ساختار بهینه‌شده برای شبکه عصبی کانولوشنی جریانی ارائه شده است.

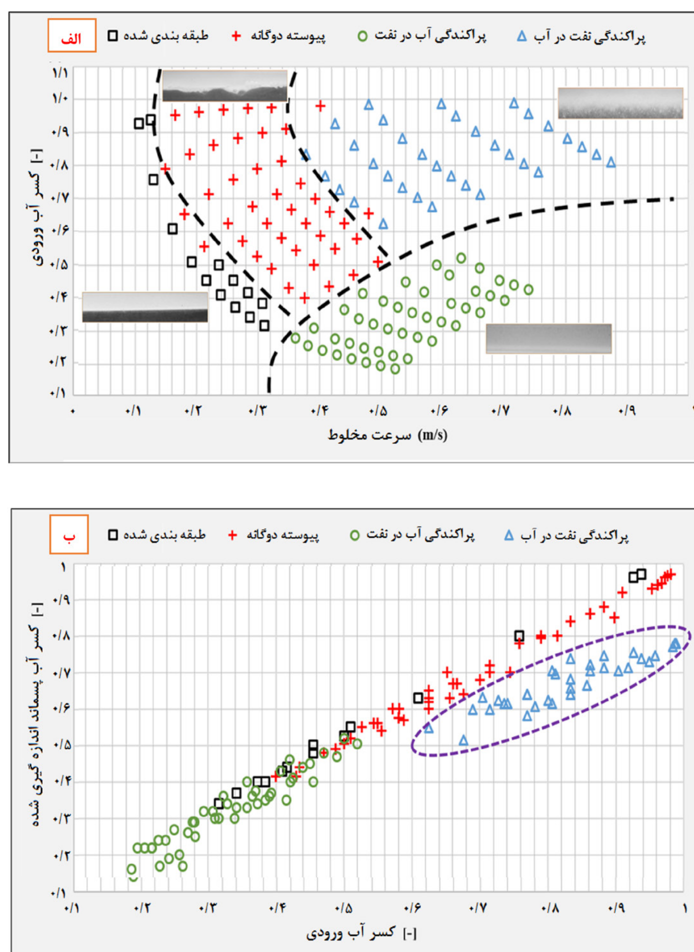
نتایج و بحث و بررسی

نتایج مطالعه آزمایشگاهی

روش‌های مطالعاتی تجربی و مکانیکی همیشه در بردارنده فرضیاتی در مطالعات هستند که آنالیز را به صورت ابزارهای محاسباتی در اختیار کاربر قراردهند، اما این فرضیات معمولا فرضیات ساده شونده هستند. در همین راستا همیشه استفاده از روش‌های آزمایشگاهی مطالعات مناسبی را در اختیار پژوهشگران قرار می‌دهند. در زمینه جریان دو فازی، به طور کلی نموداری به نام الگوی جریان/ نقشه رژیم، نمای کلی از موقعیت‌های آزمایشی را که رژیم‌های جریان متفاوتی را تولید می‌کنند، نشان‌می‌دهد. نقشه رژیم جریان یک نمای کلی از مشاهدات آزمایشگاهی ارائه می‌دهد و شرایط مرزی را برای انتقال بین رژیم‌های جریان مختلف نشان می‌دهد [۱ و ۳ و ۲۶].

قبل از تولید نقشه جریان، لازم است جریان را از طریق طبقه‌بندی‌های فیزیکی دسته‌بندی کرد. رویکردهای مختلفی برای طبقه‌بندی جریان بر اساس شکل جریان یا سلطه نفت-آب وجود دارند [۳ و۲۳ و ۲۶]. یک طبقه‌بندی موفق که توسط محققان قبلی اعمال شده است، الگوهای جریان را به سه دسته اصلی تقسیم می‌کند: طبقه‌بندی شده[5] (فازها در لایه‌های جداگانه جریان می‌یابند)، پیوسته دوگانه[6] (فازها به صورت لایه‌هایی که در فصل مشترک دوفاز، اختلاط دارند، یا در قالب حلقوی که یکی از فازها، دیگری را احاطه نماید) و رژیم‌های جریان پراکنده[7] (یک فاز در فاز دیگر پراکنده است) [۲۶]. باید توجه داشت که الگوی جریان را می‌توان از طریق بررسی بصری، کاوشگرهای صوتی [۴۳]، سنسورهای رسانایی [۴۰]، رفتار کاهش فشار [۶] و چگالی سنجی پرتو گاما چند پرتویی[8] [۴۴] تعیین کرد. شکل الف۳ نقشه رژیم جریان را در آزمایش‌های پیشنهادی نشان می‌دهد.

1. Rectified Linear Units (ReLU)
2. Adam
3. Weighted Binary Cross Entropy (WBCE)
4. Loss Function
5. Stratified
6. Dual Continuous
7. Dispersed Flow
8. Multi-beam gamma-ray Densitometry



شکل ۳ (الف) نقشه الگوی جریان حاصل – لوله افقی و (ب) مقایسه بین کسر ورودی آب و کسر پسماند – لوله افقی

خط چین‌های کشیده شده در شکل موید جدایش‌های فازی است که مبنای بسیاری از مطالعات تشخیص نوع رژیم جریانی می‌باشد. علت این مساله در این نکته نهفته است که هر رژیم جریانی معمولا عملکرد یکسانی از منظر رفتار مکانیکی از خود نشان می‌دهد. در نتیجه ضروری است تا تشخیص الگوی جریانی به طرز مناسبی انجام شود. در سرعت‌های پایین‌تر مخلوط، رژیم جریان طبقه‌بندی شده، الگوی جریان رایج در تمام کسرهای ورودی آب است.

در سرعت‌های متوسط مخلوط، جریان غالب پیوسته دوگانه است که در بخش‌های آب با کسر ورودی بالاتر از ۰/۵ شکل می‌گیرد. علت این مساله غلبه فاز آب در بحث اختلاف بین دانسیته دو سیال می‌باشد. علاوه بر این، در سرعت‌های مخلوط بالا، جریان‌های پراکنده یعنی جریان پراکنده نفت در آب زمانی که کسر ورودی آب زیاد بوده و جریان پراکنده آب در نفت زمانی که کسر ورودی آب کم بوده است، مشاهده گردید. به عبارت دیگر، زمانی که هریک از فازهای جریانی درصد کمتری را در ورودی داشته است به وسیله فاز دیگر مخلوط و جریان یافته است. یکی دیگر از پارامترهای مورد بحث، کسر پسماند مایع است که با استفاده از دریچه‌های بسته شونده سریع در تمام آزمایش‌ها اندازه‌گیری گردید. دریچه های سریع شونده اندازه‌گیری دقیق مقدار کسر پسماند فازها را فراهم می‌سازد. مقایسه بین کسر ورودی آب و کسر پسماند آب در شکل ب۳ نشان داده شده است. تقریباً بیشتر داده‌ها در یک روند خطی پخش می‌شوند. با این حال، در جریان پراکنده نفت در آب، کسر پسماند به دلیل تعامل

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۸۰-۶۵

نفت و آب و تمایل ترشوندگی شیشه پلکسی، از خط مستقیم منحرف می‌شود. این انحراف، در ناحیه بیضوی جداشده با نقطه چین نشان داده شده است. تمایل ترشوندگی در لوله‌های مورد مطالعه مساله‌ای است که تا کنون در اکثر روش‌های مکانیکی لحاظ نشده است. با آنالیز تصویری می‌توان این خلا مطالعاتی سایر روش‌های موجود را پاسخ داد.

علاوه بر آزمایش‌ها با لوله افقی، شرایط مشابه برای لوله‌های شیبدار °۳۰ به سمت بالا اعمال شد. شکل ۴ الگوی جریان و کسر پسماند را در لوله شیبدار °۳۰ نشان می‌دهد. در لوله شیبدار انتظار جدایش سیالات به دلیل اختلاف در تاثیر نیروی گرانش نیز می‌رود. همان‌طور که انتظار می‌رود، شیب به تفکیک بهتر مرزهای الگوی جریان، کمک می‌نماید. محققان پیشین نیز اعلام داشته‌اند که الگوهای جریانی پراکنده آب در نفت که به نیروی گرانش مربوط می‌شود، در سطوح شیبدار بهتر گسترش یافته‌اند [۱ و ۱۵]. علاوه بر این، برخی از نقاط که در جریان افقی با عنوان جریان طبقه‌بندی شده تعیین گردیدند، زمانی که شیب لوله تا °۳۰ افزایش یافت، به جریان دوگانه پیوسته تبدیل گردیدند. تفاوت دیگر در کسر پسماند مایع بود که کاهش قابل توجهی در همه موارد به دلیل تاثیر گرانش داشته است. اضافه شدن نیروی گرانش به نوعی سبب فراهم شدن انسجام درون فازی برای هریک از فازها شده است که کسر پسماند مایع به همین دلیل کاهش یافته است.

آماده‌سازی پایگاه داده

پس از انجام تست‌های جامع آزمایشگاهی و طبقه‌بندی نوع جریان بر اساس تصاویر، مرحله بعدی تهیه و ارزیابی پایگاه داده است. همان‌طور که قبلا ذکر شد، آزمایش‌های مختلفی در شرایط گوناگون برای ایجاد یک نقشه رژیم جریانی یا پایگاه داده جامع برای توصیف‌های بیشتر انجام شد. نتایج در یک قالب برداری حاوی تصاویر جریان دوتایی به عنوان ورودی و کد الگوی جریان و کسر پسماند مایع به عنوان خروجی ذخیره گردیدند. در مطالعات جریان دو فازی، داده‌های چشمگیر الگوی نوع جریان است که از تصاویر استخراج می‌شود. شکل الف ۵ میانگین هیستوگرام برای مقادیر مقیاس خاکستری هر نوع رژیم جریانی را نشان می‌دهد. تفاوت بین این موارد و ارزیابی عملی از طریق آموزش‌های مختلف نشان می‌دهد که داده‌های تصویر برای تشخیص رژیم جریانی و کسر پسماند کافی است و نیازی به داده‌های بیشتر نیست. منظور از داده‌های بیشتر داده‌های مورد استفاده در مدل‌های تجربی و یا مکانیکی ارائه شده می‌باشد.

برای تهیه تصاویر برای یادگیری ماشین، تصویر باید در فرمت باینری یا همان دوتایی بوده که فقط شامل ۰ و ۱ می‌باشد. مدیریت تصویر از طریق الگوریتم باینری شده آتسو انجام می‌شود [۴۵]. مبنای آنالیز دوتایی سازی تصاویر به این نحو است که پس از انجام آزمایشات و تشخیص نوع الگوی جریانی، باینری سازی تصویر براساس الگوریتم اشاره شده انجام می‌شود تا همان تصویر به فرمت باینری و پس از بررسی مجدد توسط آزمایش‌گر جهت یادگیری شبکه عمیق آماده گردد. ساختار پایگاه داده آماده شده در جدول ۲ ارائه شده است. تست‌های آزمایشگاهی پایه، مبنای آماده‌سازی پایگاه داده بوده است. پایگاه داده تولید شده شامل تصویر الگوی جریان، نوع رژیم جریانی و کسر پسماند مایع برای هر یک از آزمایش های انجام شده است. تعداد کل داده‌های آزمایشگاهی ۲۷۰ عدد بوده که شامل جریان پراکنده آب در نفت، دوگانه پیوسته و پراکنده نفت در آب در دو زاویه شیب صفر و °۳۰ می‌باشند.

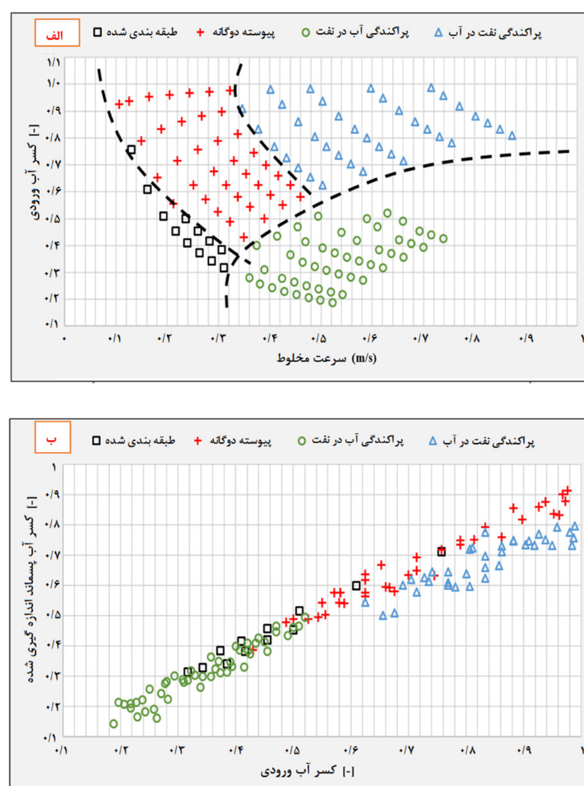
شبکه عصبی کانولوشنی جریانی آموزش دیده

مورد بعدی آموزش و بهینه‌سازی شبکه عصبی کانولوشنی جریانی و ارزیابی عملکرد شبکه آموزش دیده است. حدود ۷۰٪ پایگاه داده به صورت تصادفی برای آموزش شبکه و ۳۰٪ باقیمانده برای آزمایش انتخاب گردیدند.

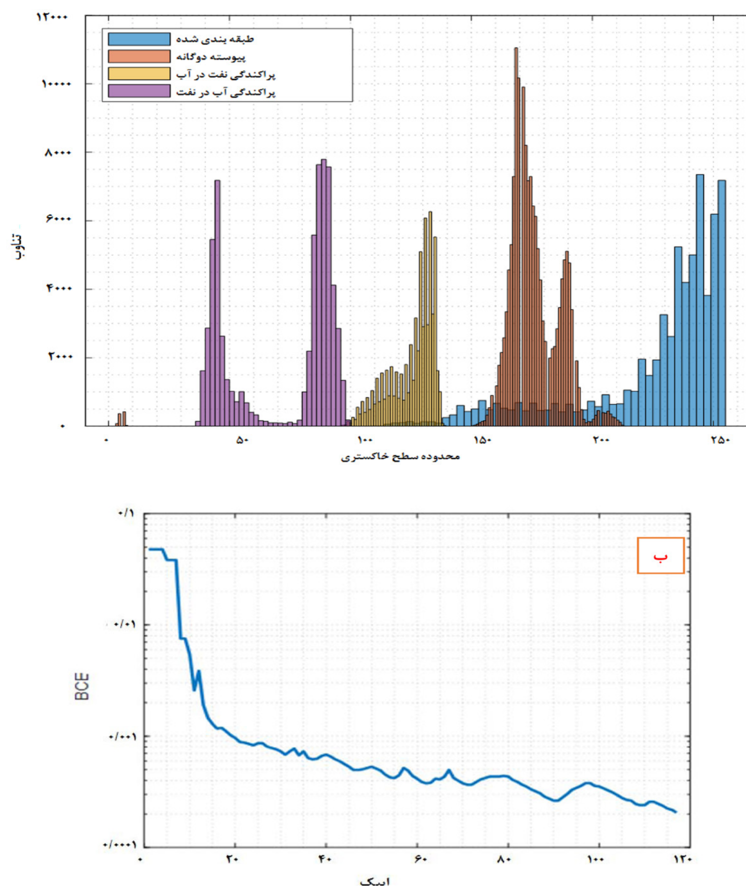
1. Binary

جدول ۲ ساختار پایگاه داده تهیه شده

داده خروجی		داده ورودی	
پسماند آب	رژیم جریانی	تصاویر باینری (دوتایی)	تصویر جریان
۰/۴	طبقه بندی شده		
۰/۵۵	پیوسته دوگانه		
۰/۱۷	آب پراکنده در نفت		
۰/۷۲۵	نفت پراکنده در آب		



شکل ۴ (الف) نقشه الگوی جریان حاصل - لوله شیبدار و (ب) مقایسه بین کسر ورودی آب و کسر پسماند - لوله شیبدار



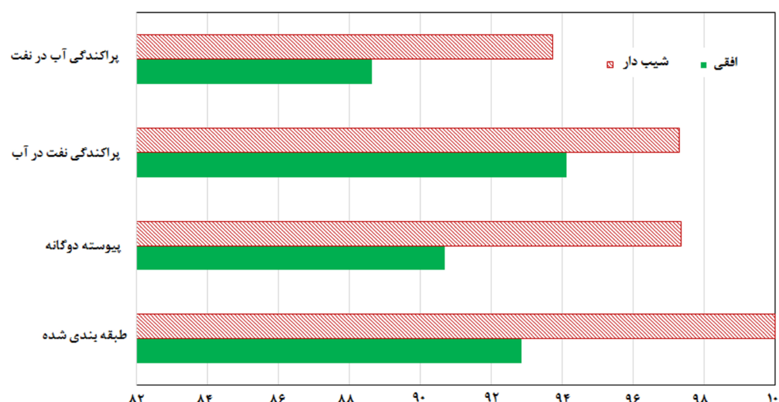
شکل ۵ (الف) نمودار هیستوگرام برای گروه‌های مختلف تصاویر موجود در پایگاه داده و (ب) کاهش عملکرد هدر رفت در طول فرآیند آموزش

درصد تقسیم‌بندی بر اساس استاندارد مطالعات یادگیری عمیق انجام شده است. ساختار انتخاب شده برای شبکه عصبی کانولوشنی جریانی، بر اساس جدول ۱، به دلیل آزمایش طرح‌های مختلف و ارزیابی‌های آموزشی، مناسب‌ترین ساختار برای آموزش است. آموزش از طریق پردازنده گرافیکی در سیستمی با کارت گرافیک Nvidia GeForce GTX 1080 Ti که قابلیت حافظه محاسباتی آن ۱۱ گیگابایت و با فرکانسی حدود ۱۴۰۰ MHz است، انجام گردید. مدت زمان آموزش بر روی کارت گرافیک حدود ۴۰ h بوده است. شکل ب۵ کاهش عملکرد هدررفت شبکه آموزش دیده و کاهش تدریجی آن را در طول آموزش که باعث بهبود دقت مدل شده را نشان می‌دهد. منظور از کاهش عملکرد یا مقدار هدررفت، کاهش اختلاف بین نتایج به‌دست آمده از تشخیص شبکه عمیق و مقدار آزمایشگاهی می‌باشد. با کاهش اختلاف اشاره شده خطای محاسباتی کاهش یافته و شبکه آموزش دیده بر مبنای ساختار شبکه قابلیت تشخیص رژیم جریانی و کسرحجمی پسماند را دارد.

برای بررسی دقت مدل، داده‌های آزمایش از طریق شبکه آموزش‌دیده منتقل می‌شوند و نتایج با اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی مقایسه گردیدند. در ادامه، نتایج تمامی نمونه‌های موجود در پایگاه داده ارائه شده است. شکل ۶ دقت شبکه عصبی کانولوشنی جریانی آموزش دیده را در پیش‌بینی رژیم جریانی از تصاویر الگوی جریان، نشان می‌دهد. در سیستم پراکنده آب در نفت در لوله افقی، دقت مدل به‌دلیل تار بودن تصاویر نسبت به سایر تصاویر، کمتر می‌باشد. به طور کلی، این مدل قادر به پیش‌بینی الگوی جریان افقی با دقت ۹۱٪ است. در مطالعه لوله شیبدار، نتایج به این دلیل که لوله شیبدار است وگرانش به شکل‌گیری رژیم‌های جریانی واضح‌تر، کمک می‌کند، از دقت بالاتری برخودار می‌باشند. به طور کلی، دقت برای پیش‌بینی الگوی جریان در الگوهای جریانی شیبدار ۹۶٪ می‌باشد.

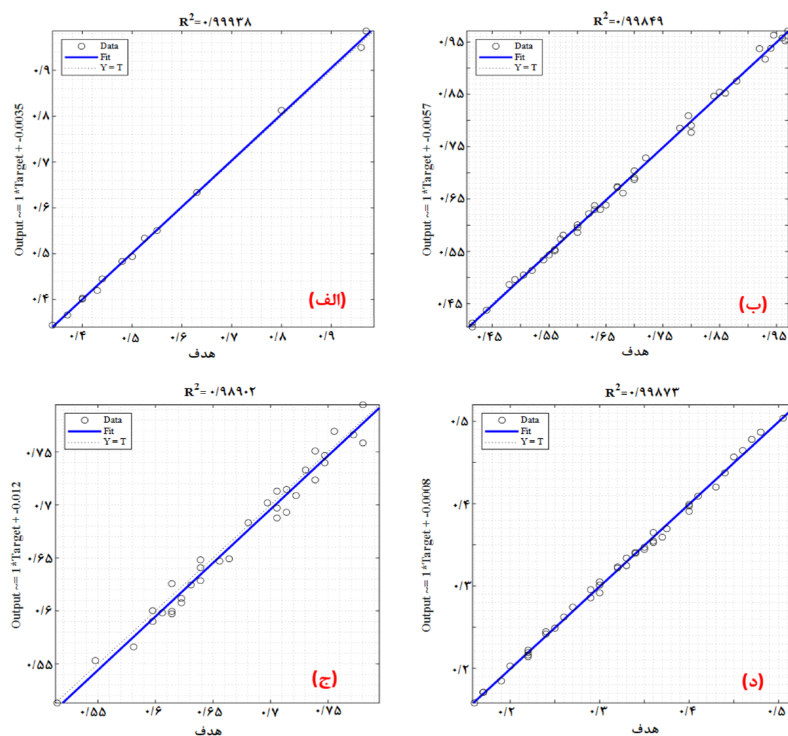
شکل‌های ۷ و ۸ کسر پسماند (α) اندازه‌گیری شده و مقادیر پیش‌بینی شده را با هم مقایسه می‌کنند. نتایج نشان می‌دهد که مدل قادر به پیش‌بینی کسرهای پسماند با متوسط خطای نسبی مطلق (AARE) ۱/۲۱۶٪ و ۰/۹۸۱٪ به ترتیب برای خط لوله افقی و شیب ۳۰° است. نحوه اندازه‌گیری متوسط خطای نسبی مطلق در فرمول شماره ۲ تعریف شده است:

$$AARE\,(\%)=100\times\frac{\sum_{i=1}^{n}\left|(H_{measured_i}-H_{estimated_i})/H_{measured_i}\right|}{n} \quad (۲)$$

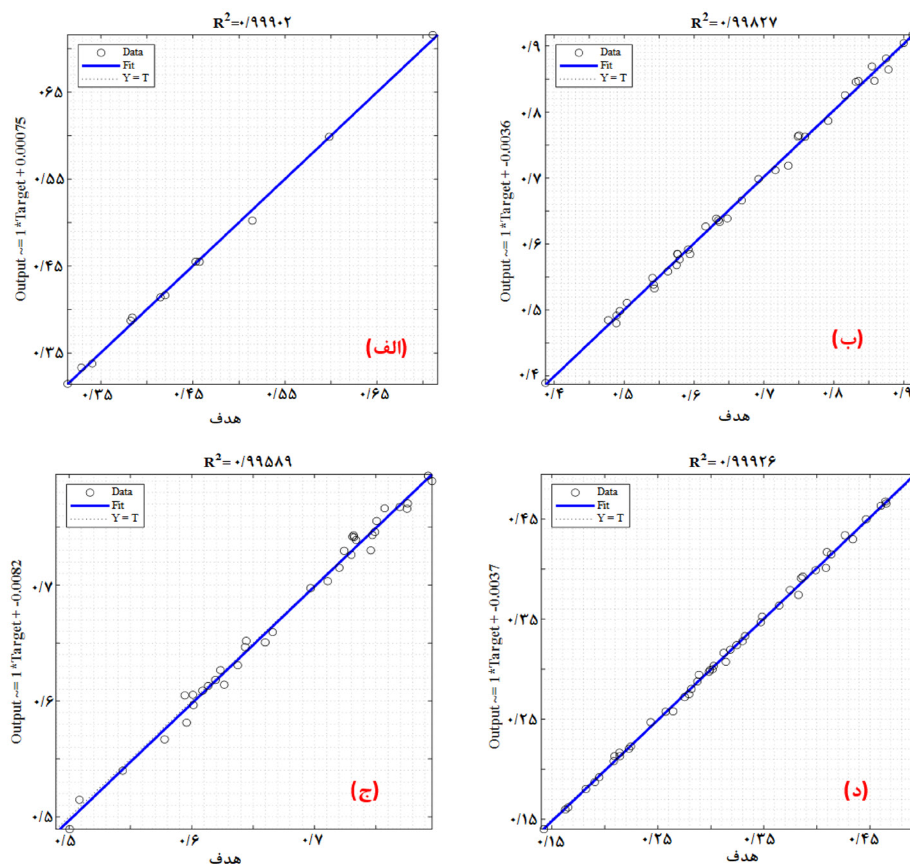


شکل ۶ مقایسه دقت پلتفرم آموزش دیده در پیش‌بینی رژیم‌های جریانی مختلف

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۸۰-۶۵



شکل ۷ مقایسه بین پسماند پیش‌بینی شده و اندازه‌گیری شده در خط لوله افقی: (الف) رژیم جریان طبقه‌بندی شده، (ب) رژیم جریان مداوم دوگانه، (ج) آب پراکنده در نفت و (د) نفت پراکنده در آب



شکل ۸ مقایسه بین پسماند پیش‌بینی شده و اندازه‌گیری شده در خط لوله شیبدار: (الف) رژیم جریان طبقه‌بندی شده، (ب) رژیم جریان مداوم دوگانه، (ج) آب پراکنده در نفت و (د) نفت پراکنده در آب

در اینجا n تعداد کل آزمایش‌ها است. α_m پسماند اندازه‌گیری‌شده و α_p پسماند برآورد شده توسط شبکه عصبی کانولوشنی جریانی است. پارامتر دیگری که تخمین زده شد، میانگین مربعات خطا (MSE) بود که برای پیش‌بینی دقت استفاده شد (معادله ۳).

$$MSE = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left[\left(H_{measured_i} - H_{estimated_i}\right)\right]^2}{n} \qquad (۳)$$

مقادیر میانگین مربعات خطا برای خط لوله افقی و شیبدار به ترتیب ۰/۰۰۰۰۷۳۶ و ۰/۰۰۰۰۴۱۸ محاسبه گردید. جدول ۳ مقادیر متوسط خطای نسبی مطلق و میانگین مربعات خطا را برای هر رژیم جریانی ارائه می دهد. بالاترین مقدار میانگین مربعات خطا مربوط به نفت پراکنده در آب می‌باشد که دلیل آن به‌خاطر نحوه جریان نفت در آب است که پیچیده‌تر از سایر الگوهای جریان می‌باشد. علت این پیچیدگی اختلاط فازی بوده که ذرات نفت به صورت ریزتر در آب جابه جا می‌شوند و البته جدایش آنها نیازمند کاهش سرعت سیال است. در این سرعت‌ها تصویر اخذ شده نیز دارای پیچیدگی بوده و تشخیص شبکه عمیق را کمی سخت می‌نماید. با این حال، مقدار میانگین مربعات خطا مربوطه در خط لوله شیبدار، کمتر می‌باشد که دلیل این امرجداسازی فازها در سطح شیبدار است.

جدول ۳ مقادیر متوسط خطای نسبی مطلق و میانگین مربعات خطا را برای هر رژیم جریانی

میانگین مربعات خطا (پسماند- لوله شیبدار)	متوسط خطای نسبی مطلق (٪) (پسماند- لوله شیبدار)	میانگین مربعات خطا (پسماند- لوله افقی)	متوسط خطای نسبی مطلق (٪) (پسماند- لوله افقی)	رژیم جریانی
۰/۰۰۰۰۲۴۶	۰/۸۶۶۶	۰/۰۰۰۰۵۹۱	۱/۰۸۹۹	طبقه بندی شده
۰/۰۰۰۰۷۲۳	۱/۱۰۶۱	۰/۰۰۰۰۸۵۲	۱/۰۹۸۵	پیوسته دوگانه
۰/۰۰۰۰۵۶۴	۰/۹۶۷۷	۰/۰۰۰۰۲۳۱	۱/۲۳۸۶	آب پراکنده در نفت
۰/۰۰۰۰۱۳۷	۰/۹۸۴۱	۰/۰۰۰۱۲۷	۱/۴۳۶۹	نفت پراکنده در آب

شایان ذکر است مشکلی که باعث ایجاد انحراف و خطا در پیش‌بینی دقیق می‌شود، تار شدن تصاویر جریان در دبی‌های بالا در نزدیکی مرز بین الگوهای جریان مختلف است. با این حال، نتایج به‌دست آمده این ایده را تایید می‌کند که مدل در دبی‌های متوسط و پایین، دقیق‌تر است. منظور از تار شدن تصاویر اختلال فازی و درهم تنیدگی به وجود آمده در دبی‌های بالاتر است، که معمولاً در نزدیکی مرزهای جریانی مشخص می‌شود.

در ادامه به بررسی کیفیت مدل‌سازی داده‌های جریان افقی انجام شده در این مطالعه توسط روش یادگیری عمیق با مدل‌های تجربی (پیش بینی‌کننده رژیم جریانی) می‌پردازیم. از آنجایی که مدل‌های تجربی عمدتاً در جریانات افقی هستند، آنالیز را صرفا برای جریان افقی انجام می‌دهیم. شایان ذکر است که مدل‌های مکانیکی معمولاً جهت آنالیز افت فشار جریانی استفاده می‌شوند. این مدل‌ها معمولاً محدود به الگوی جریانی هستند، به عنوان نمونه روش مدل هموژن بیشتر برای جریانات پراکنده، مدل دو سیال و مدل دریفت فلاکس نیز عموماً برای جریان جدا شده به کار برده می‌شوند [۳۲].

به منظور مقایسه با روش‌های تجربی، از مدل‌سازی انتقال بین الگوهای جریان با روش ارائه شده توسط [۶] می‌پردازیم. در مطالعه ارائه شده با استفاده از فرمول ۴ جدایش بین فازهای جریانی انجام می‌شود.

$$V_w = aV_o + bV_o\left[\left(\frac{V_o}{V_m}\right)^c \times \left(\frac{V_m \mu_m}{\sigma}\right)^d\right] \qquad (۴)$$

در این رابطه منظور از V_w سرعت فاز آب، V_o سرعت فاز نفت، V_m سرعت مخلوط، μm ویسکوزیته ترکیب و σ کشش سطحی بین فازها می‌باشد. ضرایب a, b,

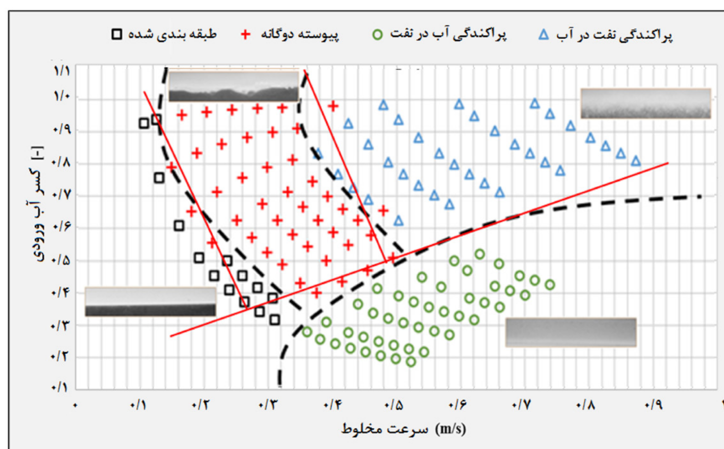
c, d نیـز ثوابت تجربـی به‌دسـت آمـده هسـتند کـه در مقادیـر آنهـا در جـدول ۴ ارائـه شـده اسـت.

مقایســه بیــن نتایــج ایــن جدایــش فــازی بــا نتایــج تحقیــق به‌دســت آمــده در شــکل ۹ انجــام شــده اســت.

نتایــج به‌دســت آمــده حکایــت از دقــت مناســب روش ارائــه شــده در جدایــش فــازی و قابلیــت تطبیــق بــا مرزبنــدی بــه روش‌هــای تجربــی ارائــه شــده توســط ســایر محققــان ایــن حــوزه را دارد.

جدول ۴ پارامترهای مورد استفاده جهت مدل‌سازی مرزبندی الگوهای جریانی

پارامتر	طبقه‌بندی شده-پیوسته دوگانه	پیوسته دوگانه-آب پراکنده در نفت	پیوسته دوگانه -نفت پراکنده در آب
a	-۰/۹۴۱۵	۰	-۱/۲۲۴۶
b	۱/۳۵۵۹	۰/۱۴۵۱	۱/۲۸۹۹
c	-۱/۰۸۴۵	-۲/۲۸۶۳	-۰/۹۷۸۶
d	۰/۱۰۳۱	۰/۰۰۱۰	۰/۰۴۴۸



شکل ۹ مقایسه بین مرزبندی انجام شده در مطالعه حاضر و مرزبندی الگوهای جریانی در مطالعه انجام شده توسط [۶]

نتیجه‌گیری

در ایـن مطالعـه از یـک روش امیدوارکننـده بـه نام شـبکه عصبــی کانولوشــنی جریانــی کــه مبتــی بــر یادگیــری عمیــق می‌باشــد، جهــت شناســایی و پیش‌بینــی الگوهـای جریـان دو فـازی آب-نفـت در لوله‌های افقـی و شـیب‌دار، اسـتفاده گردیـد. هـدف اصلـی ایـن تحقیـق ارائـه بررسـی جامـع نقشـه رژیـم جریـان و کسـر پسـماند در لوله‌هــای افقــی و شــیب‌دار (زاویــه °۳۰) بــا اســتفاده از مـدل شـبکه عصبـی کانولوشـنی جریانـی بـوده اسـت. شـبکه عصبـی پیشـنهادی در تشـخیص الگـوی جریـان و تخمیـن پسـماند کمـک شـایانی می‌نمایـد. مـدل شـبکه پیشـنهادی قـادر اسـت الگـوی جریـان تصاویـر ورودی را بــه ترتیــب بــا دقــت ۹۱٪ و ۹۶٪ بــرای جریان‌هــای افقــی و شــیب‌دار پیش‌بینــی نمایــد. تطابــق بیــن رژیم‌هــای جریانــی آزمایشــگاهی و خروجــی پیش‌بینــی شــده توســط شــبکه عصبــی، قابلیــت و کارایــی شــبکه عصبــی را بــرای تشــخیص الگوهــای جریــان، تاییــد می‌نمایــد. همچنیــن کســر پســماند آب بــه ترتیــب بــا دقــت ۱/۲۲٪ و ۰/۹۸٪ بــرای جریان‌هــای افقــی و شــیب‌دار پیش‌بینــی شــده‌اند. نتایــج نشــان می‌دهــد کــه مــدل پیشــنهادی بــه انــدازه کافــی دقیــق و قابــل اعتمــاد می‌باشــد. از ایــن‌رو، محققــان بــا کمــک مــدل شــبکه عصبــی کانولوشــنی جریانــی قــادر خواهنــد بــود بــا اســتفاده از تصاویــر جریــان، رژیم‌هــای جریــان را بــه طــور دقیــق طبقه‌بنــدی نمــوده و پســماند حاصلــه را تخمیــن بزننــد.

مراجع

[1]. Beggs D H, Brill J P (1973) A study of two-phase flow in inclined pipes, Journal of Petroleum Technology, 25: 607–617, doi.org/10.2118/4007-PA.
[2]. Carcione J M, Picotti S, Santos J E, Qadrouh A, Almalki H S (2014) Numerical simulation of two-phase fluid flow, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 4: 233–243.
[3]. Trallero J L, Sarica C, Brill J P (1997) A study of oil/water flow patterns in horizontal pipes, SPE Production and Facilities,12, 03: 165-172, doi.org/10.2118/36609-PA.
[4]. Kim H J, Kim G N, Kim Y J, Woo N S, Huh S C (2021) A study on the separation efficiency of in-line type subsea oil-water separator, Journal of the Korean Society of Industry Convergence, 24: 253–260, doi.org/10.21289/KSIC.2021.24.3.253.
[5]. Hussein M M, Al-Sarkhi A, Badr H M, Habib M A (2019) CFD modeling of liquid film reversal of two-phase flow in vertical pipes, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9: 3039-3070.
[6]. Shams R, Tavakoli A, Shad S (2017) Experimental investigation of two phase flow in horizontal wells: Flow regime assessment and pressure drop analysis, Experimental Thermal and Fluid Science, 88: 55-64, doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2017.05.011.
[7]. Li Z C, Fan C L (2020) A novel method to identify the flow pattern of oil–water two-phase flow, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10: 3723-3732.
[8]. Kabiri Samani A R, Borghei S M (2010) Pressure loss in a horizontal two-phase slug flow, Journal of Fluids Engineering, 132: 7, doi.org/10.1115/1.4001969.
[9]. Abubakar A, Al-Wahaibi Y, Al-Wahaibi T, Al-Hashmi A R, Al-Ajmi A, Eshrati M (2018) Effect of pipe diameter on horizontal oil-water flow before and after addition of drag-reducing polymer part II: holdup and slip ratio, Journal of Petroleum Science and Engineering, 162: 143-149, doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.015.
[10]. Angeli P. Hewitt GF (2000) Flow structure in horizontal oil--water flow, International Journal of Multiphase Flow, 26: 1117–1140, doi.org/10.1016/S0301-9322(99)00081-6.
[11]. Baik S, Hanratty T J (2003) Effects of a drag reducing polymer on stratified gas–liquid flow in a large diameter horizontal pipe, International Journal of Multiphase Flow, 29, 11: 1749-1757, doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2003.07.004.
[12]. Burlutskii E (2018) CFD study of oil-in-water two-phase flow in horizontal and vertical pipes, Journal of Petroleum Science and Engineering, 162: 524-531, doi.org/10.1016/j.petrol.2017.10.035 .
[13]. Charles M E, Govier G T, Hodgson G W (1961) The horizontal pipeline flow of equal density oil-water mixtures, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 39, 1: 27-36, doi.org/10.1002/cjce.5450390106.
[14]. Edomwonyi-Otu L C, Angeli P (2015) Pressure drop and holdup predictions in horizontal oil–water flows for curved and wavy interfaces, Chemical Engineering Research and Design, 93: 55-65, doi.org/10.1016/j.cherd.2014.06.009.
[15]. Hanafizadeh P, Hojati A, Karimi A (2015) Experimental investigation of oil–water two phase flow regime in an inclined pipe, Journal of Petroleum Science and Engineering, 136: 12-22, doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.031.
[16]. Zhu Y, Wu X, Zhao R (2017) R32 flow boiling in horizontal mini channels: Part I. Two-phase flow patterns, International Journal of Heat and Mass Transfer, 115: 1223-1232, doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.07.101.
[۱۷] . میثاق ن، نیسانی سامانی ن, عبدالهی کاکرودی ع، علوی پناه س ک، بحرودی ع (۱۳۹۶) مدل‌سازی پهنه‌های اکتشاف نفتی با شبکه عصبی پرسپترون چند لایه (MLP) در GIS. پژوهش نفت، ۲۶، (۶-۹۵): ۱۶۰-۱۴۸، doi: 10.22078/pr.2017.724..
[18]. Bonizzi M, Issa R I (2003) A model for simulating gas bubble entrainment in two-phase horizontal slug flow, International Journal of Multiphase Flow, 29, 11: 1685-1717, doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2003.09.001.
[19]. Al-Wahaibi T, Smith M, Angeli P (2007) Effect of drag-reducing polymers on horizontal oil--water flows, Journal of Petroleum Science and Engineering, 57, 3-4: 334–346, doi.org/10.1016/j.petrol.2006.11.002.
[20]. Abubakar A, Al-Wahaibi T, Al-Hashmi A R, Al-Wahaibi Y, Al-Ajmi A, Eshrati M (2015) Influence of drag-reducing polymer on flow patterns, drag reduction and slip velocity ratio of oil–water flow in horizontal pipe, International Journal of Multiphase Flow, 73: 1-10, doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.02.016.
[21]. Wyatt N B, Gunther C M, Liberatore M W (2011) Drag reduction effectiveness of dilute and entangled xanthan in turbulent pipe flow, Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 166, 1-2: 25-31, doi.org/10.1016/j.jnnfm.2010.10.002 .
[22]. Shams R, Shad S (2019) Experimental study of two-phase oil–polymer flow in horizontal flow path, Experimental Thermal and Fluid Science, 100: 62-75, doi.org/10.1016/j.expthermflusci.2018.08.028.

[23]. Nädler M, Mewes D (1997) Flow induced emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes, International Journal of Multiphase Flow, 23, 1: 55-68, doi.org/10.1016/S0301-9322(96)00055-9.
[24]. Li H, Wong T N, Skote M, Duan F (2014) Non-Newtonian two-phase stratified flow with curved interface through horizontal and inclined pipes, International Journal of Heat and Mass Transfer, 74: 113-120, doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2014.02.052.
[25]. Langsholt M (2012) An experimental study on polymeric type DRA used in single-and multiphase flow with emphasis on degradation, diameter scaling and the effects in three-phase oil-water-gas flow, In 8th North American Conference on Multiphase Technology, OnePetro.
[26]. Lovick J, Angeli P (2004) Experimental studies on the dual continuous flow pattern in oil–water flows, International Journal of Multiphase Flow, 30, 2: 139-157, doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2003.11.011.
[27]. Acharya T, Casimiro L (2020) Evaluation of flow characteristics in an onshore horizontal separator using computational fluid dynamics, Journal of Ocean Engineering and Science, 5, 3: 261-268, doi.org/10.1016/j.joes.2019.11.005.
[28]. Rabbani A, Babaei M, Shams R, Da Wang Y, Chung T (2020) DeePore: A deep learning workflow for rapid and comprehensive characterization of porous materials, Advances in Water Resources, 146: 103787, doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103787.
[29]. Goodfellow I, Bengio Y, Courville A (2016) Deep learning, MIT press.
[30]. Ershadnia R, Amooie M A, Shams R, Hajirezaie S, Liu Y, Jamshidi S, Soltanian M R (2020) Non-Newtonian fluid flow dynamics in rotating annular media: Physics-based and data-driven modeling, Journal of Petroleum Science and Engineering, 185: 106641, doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106641.
[31]. Chang C W, Dinh N, Cetiner S M (2017) Physics-constrained machine learning for two-phase flow simulation using deep learning-based closure relation, In American Nuclear Society Winter Meeting, Washington, DC, 1749-1752.
[32]. Ezzatabadipour M, Singh P, Robinson M D, Guillén-Rondon P, Torres C (2017) Deep learning as a tool to predict flow patterns in two-phase flow, arXiv preprint arXiv:1705.07117, doi.org/10.48550/arXiv.1705.07117.
[33]. Raissi M, Yazdani A, Karniadakis G E (2018) Hidden fluid mechanics: A Navier-Stokes informed deep learning framework for assimilating flow visualization data, arXiv preprint arXiv:1808.04327.
[34]. Guillén-Rondon P, Robinson M D, Torres C, Pereya E (2018) Support Vector Machine Application for Multiphase Flow Pattern Prediction, arXiv preprint arXiv:1806.05054 https://doi.org/10.48550/arXiv.1806.05054.
[35]. Kanin E A, Osiptsov A A, Vainshtein A L, Burnaev E V (2019) A predictive model for steady-state multiphase pipe flow: Machine learning on lab data, Journal of Petroleum Science and Engineering, 180, 727-746, doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.055.
[36]. Gao Z, Hou L, Dang W, Wang X, Hong X, Yang X, Chen G (2020) Multitask-based temporal-channelwise CNN for parameter prediction of two-phase flows, IEEE Transactions on Industrial Informatics, 17, 9: 6329-6336.
[37]. Wang W, Gong J, Angeli P (2011) Investigation on heavy crude-water two phase flow and related flow characteristics, International Journal of Multiphase Flow, 37, 9: 1156-1164, doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2011.05.011.
[38]. Oshinowo T, Charles M E (1974) Vertical two-phase flow part I. Flow pattern correlations, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 52, 1: 25-35, doi.org/10.1002/cjce.5450520105.
[39]. Mukherjee H, Brill J P (1983) Liquid holdup correlations for inclined two-phase flow, Journal of Petroleum Technology, 35, 05: 1003-1008, doi.org/10.2118/10923-PA.
[40]. Gao Z, Yang Y, Zhai L, Jin N, Chen G (2016) A four-sector conductance method for measuring and characterizing low-velocity oil–water two-phase flows, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 65, 7: 1690-1697, doi: 10.1109/TIM.2016.2540862.
[41]. LeCun Y (1989) Generalization and network design strategies, Connectionism in Perspective, 19, 143-155: 18.
[42]. LeCun Y, Bengio Y, Hinton G (2015) Deep learning, Nature, 521, 7553: 436-444.
[43]. Albion K, Briens L, Briens C, Berruti F (2008) Flow regime determination in horizontal hydrotransport using non-intrusive acoustic probes, The Canadian Journal of Chemical Engineering, 86, 6: 989-1000, doi.org/10.1002/cjce.20112.
[44]. Tjugum S A, Hjertaker B T, Johansen G A (2002) Multiphase flow regime identification by multibeam gamma-ray densitometry, Measurement Science and Technology, 13, 8: 1319, doi:10.1088/0957-0233/13/8/321.
[45]. Otsu N (1979) A threshold selection method from gray-level histograms, IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, 9, 1: 62-66.

اسـمومتری فشـار بخـار ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیـوم تیوسـیانات در محلـول آبـی و پیش‌بینـی آن بـا PC-SAFT

بهرنگ گل محمدی[1]* و محمد باقر مقیمی[2]

۱- گروه شیمی فیزیک، دانشکده شیمی، دانشگاه تبریز، ایران

۲- گروه ریاضی، دانشکده علوم، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۰۱/۱۸ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۴

چکیده

جداسازی بنزن و تیوفن از فرآورده‌های نفتی یکی از مهم‌ترین فرآیندهای تولید بنزین در صنعت نفت است. مایعات یونی بر پایه ایمیدازول و آنیون تیوسیانات به‌طور مؤثر در جداسازی بنزن و تیوفن به‌کار برده شده‌اند. این در صورتی است که مطالعات بنیادی نیز از سوی دیگر برای شناخت این گونه از مایعات یونی اهمیت خود را حفظ می‌کند. ضریب اسمزی مهم‌ترین کمیت برای سیستم الکترولیت است که می تواند برای توصیف رفتار و مطالعه برهم‌کنش‌های رخ داده در سیستم‌ها استفاده شود. از این رو، رفتار مایعات یونی به‌عنوان الکترولیت نیز از اهمیت خاصی برخوردار است چرا که این مواد به شدت آب‌دوست می‌باشند و این ممکن است شرایط طراحی فرآیند را دستخوش تغییرات بکند. از این رو در این کار ضریب اسمزی محلول آبی مایع یونی ۱-بوتیل-۳- متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات (IL) در محدوده دمایی K ۳۲۸/۱۵ - ۲۹۸/۱۵ با اسمومتری فشار بخار تا ۱ $mol\ kg^{-1}$ اندازه‌گیری شده است. فعالیت آب و کاهش فشار بخار آب تعیین شده است. مدل توسعه یافته پیتزر-آرچر برای همبستگی ضریب اسمزی تجربی و به‌دست آوردن میانگین ضریب فعالیت IL استفاده شد. میانگین انحراف استاندارد برای مقادیر ضریب اسمزی در سیستم باینری با مدل پیتزر-آرچر ۰/۰۱۲ است. همچنین از رابطه PC-SAFT و PCP-SAFT حالت ها برای پیش‌بینی ضریب اسمزی استفاده شد.

کلمات کلیدی: مایع یونی، ضریب اسمزی، کاهش فشار بخار، ضریب فعالیت میانگین، PC-SAFT

مقدمه

در دهه گذشته، مایعات یونی در منابع برای موارد متعددی به‌کار برده شده‌اند [۵-۱]. روند رو به افزایش در تحقیقات منجر به افزایش کاربردهای صنعتی مایعات یونی شده است [۶ و ۷]. از این نظر، برخی از آن‌ها با پایه ایمیدازولیوم و مبتنی بر آنیون فلوئوردار مانند $[BF4]^-$ و $[Pf6]^-$ به اجزای مهم فرآیند صنعتی تبدیل شدند [۸]. با این حال، سمی بودن این مایعات یونی مشکل اصلی و عمده آنها بود که کاربرد صنعتی آنها را محدود می کرد. با توجه به ادبیات، اثر آنیون بر سمیت پررنگ است و آنیون‌های معدنی سمی‌تر هستند [۹ و ۱۰].

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی b.golmohammadi@tabrizu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4706.3112)

تیوسیانات به‌عنوان آنیون آلی دارای مزایای قابل قبولی است که فقط سمیت کمتری نسبت به آنیون‌های معدنی معادل آن دارد [۱۱ و ۱۲]. مایع یونی تیوسیانات مبتنی بر ایمیدازولیوم با موفقیت برای استخراج ترکیبات آلی مثل بنزن و تیوفن استفاده شده است [۱۳ و ۱۴]. محلول آبی مایع یونی یکی از جدیدترین حلال‌ها برای استخراج محصولات بیولوژیکی مانند مولکول‌های زیستی، DNA، محصولات زیستی و فن‌آوری‌های پیشرفته است [۱۹-۱۵]. با توجه به روند روبه‌رشد کاربردهای صنعتی مایعات یونی، توسعه روش‌های عددی قابل اعتماد برای طراحی و بهینه‌سازی فرآیند صنعتی ضروری است. یکی از موفق‌ترین سری‌های مدل که در زمینه مایعات یونی پیشرو است، PC-SAFT است که توسط Sadowski و همکاران توسعه داده شد [۲۵-۲۰]. این مدل برای پیش‌بینی خواص فیزیکی سیستم‌های حاوی مایع یونی استفاده شده است. نتایج این مدل با خواص ترموفیزیکی اندازه‌گیری شده مانند چگالی و سایر خواص فیزیکی مطابقت خوبی داشت [۲۶ و ۲۷]. با توجه به نتایج ادبیات، PC-SAFT یک مدل قدرتمند برای طراحی و بهینه‌سازی فرآیند صنعتی است. ضریب اسمزی مهم‌ترین مقدار برای سیستم الکترولیت است که می تواند برای تفسیر رفتار سیستم استفاده شود. با توجه به اهمیت سیستم‌های آبی مایعات یونی که قبلاً ذکر شد، به‌دست آوردن ضریب اسمزی این سیستم‌ها و گسترش آن در طیف وسیعی از شرایط فیزیکی مهم است. در این راستا، ضریب اسمزی آبی [BMIM][SCN] در محدوده دمایی T= ۳۲۸/۱۵-۲۹۸/۱۵ K بررسی شده است. همچنین، انواع مختلف مدل‌های PC-SAFT با مشارکت‌های مختلف برای پیش‌بینی ضریب اسمزی مورد استفاده قرار گرفتند .

تجربی

مواد شیمیایی

تمامی ترکیبات مورد استفاده در این کار از Merck خریداری شده و در جدول ۱ با اطلاعات مختصر آورده شده است. آب مورد استفاده در این کار آب مقطر دوبار تقطیر با رسانایی ویژه کمتر از ۱ μs ۱ cm^{-1} است. درصد خلوص مواد توسط شرکت سازنده گزارش شده است و مواد بدون خالص‌سازی اضافی مورد استفاده قرار گرفته است.

جدول ۱ مواد به‌کار رفته در این تحقیق

نام ماده	CAS	سازنده	درصد خلوص	روش خالص‌سازی	روش آنالیز
۱-متیل ایمیدازول	۶۱۶-۴۷-۷	مرک	>۰/۹۹	تقطیر	برگ آنالیز شرکت سازنده
۱-برموبوتان	۱۰۹-۶۵-۹	مرک	>۰/۹۹	-	برگ آنالیز شرکت سازنده
اتیل استات	۱۴۱-۷۸-۶	مرک	>۰/۹۹۵	-	برگ آنالیز شرکت سازنده
استون	۶۷-۶۴-۱	مرک	>۰/۹۹۵	-	برگ آنالیز شرکت سازنده
دی کلرومتان	۷۵-۰۹-۲	مرک	۰/۹۹	تقطیر دین-استارک	تیتراسیون کارل فیشر
پتاسیم تیوسیانات	۳۳۳-۲۰-۰	مرک	>۰/۹۹	خشک شده در دمای ۳۱۸/۱۵ K	تیتراسیون کارل فیشر
سدیم کلرید	۷۶۴۷-۱۴-۵	مرک	>۰/۹۹۵	-	برگ آنالیز شرکت سازنده
پتاسیم کلرید	۷۴۴۷-۴۰-۷	مرک	>۰/۹۹۵	-	برگ آنالیز شرکت سازنده
۱-بوتی-۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسسانات ([BMIM][SCN])	۳۴۴۷۹۰-۸۷-۰	سنتزی	>۰/۹۳	استخراج-فیلتراسیون- سانتریفیوژ- تقطیر با روتاری	FT-IR-H'NMR-تیتراسیون کارل فیشر
آب دیونیزه	۷۷۳۲-۱۸-۵			تقطیر	هدایت سنجی

و بـرای مایـع یونـی سـنتز شـده آنالیزهـای FT-IR بـرای تعییـن گروه‌هـای عاملـی و اطمینـان از تشـکیل آن انجـام گرفـت و بـرای تعییـن خلـوص مایـع یونـی از انتگرال‌هـای زیـر منحنـی طیـف HNMR به‌همـراه آنالیـز حجـم سـنجی کارل-فیشـر بـرای تعییـن محتـوای آب اسـتفاده شـد و درصـد خلـوص مایـع یونـی مربوطـه بـا لحـاظ محتـوای آب بـرآورد شـد.

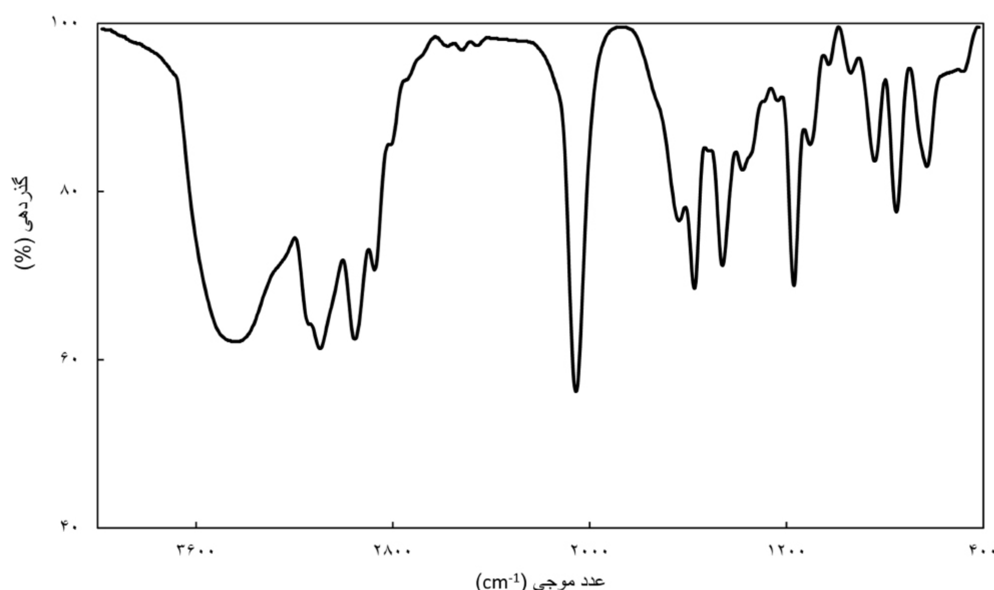
سنتز ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات

همان‌طـور کـه در کار قبلـی گـزارش شـد [۲۸]، مایـع یونـی ۱-بوتیل-۳-متیـل ایمیدازولیـوم تیوسـیانات در یـک فرآینـد دو مرحلـه‌ای تهیـه شـد. ابتـدا ۱-بوتیـل-۳- متیـل ایمیدازولیـوم برومیـد بـا واکنـش آلکیلاسـیون مسـتقیم سـنتز شـد. ایـن واکنـش یـک واکنـش افزایشـی اسـت کـه در آن ۱/۲ مـول برموبوتـان به‌طـور قطـره‌ای بـا اسـتفاده از قیـف چکاننـده در دمـای محیـط بـه ۱مـول ۱-متیـل ایمـدازول اضافـه شـده و در دمـای ۳۳۳/۱۵ K در مـدت ۲۴ h فرآینـد تکمیـل می‌شـود و واکنش‌دهنـده‌ای مـازاد بـا اسـتفاده از اتیـل اسـتات در سـه مرحلـه از مایـع یونـی ۱-بوتیـل-۳-متیـل ایمیدازولیـوم برمیـد جداسـازی می‌شـود و حـلال مـازاد بـا تقطیـر تحـت فشـار کاهـش یافتـه از مایـع یونـی جـدا می‌شـود. سـپس واکنـش تبـادل آنیونـی بـا تیوسـیانات پتاسـیم انجـام شـد. ایـن واکنـش در دمـای محیـط در دی‌کلرومتـان خشـک بـا افـزودن مقـدار مـازاد از پتاسـیم تیوسـیانات بـه مایـع یونـی ۱-بوتیـل-۳-متیـل ایمیدازولیـوم تیوسـیانات در مـدت ۲۴ h تکمیـل می‌شـود. در ایـن فرآینـد نمـک پتاسـیم برمیـد به‌صـورت جامـد جـدا می‌شـود و بـا اسـتفاده از سـانتریفیوژ در دمـای پاییـن جـدا شـده و حـلال دی‌کلرومتـان بـا تقطیـر خـارج می‌شـود و مایـع یونـی به‌دسـت آمـده بـا حـلال دی‌کلرومتـان چندیـن مرتبـه شسـته شـده و تـا دمـای ۲۷۳/۱۵ K سـرد می‌شـود تـا اطمینـان حاصـل گـردد کـه نمـک پتاسـیم برمیـد کامـلاً خـارج شـده اسـت. نهایتـاً محلـول آب نیتـرات نقـره بـه محلـول آبـی مایـع یونـی بـا pH= ۵ اضافـه می‌شـود و در صـورت عـدم مشـاهده رسـوب آیینـه‌ای مطمئـن می‌شـویم کـه محتـوای برمیـد کامـلاً بـه تیوسـیانات تبدیـل شـده اسـت. قابـل ذکـر اسـت کـه تمامـی واکنش‌هـا تحـت اتمسـفر آرگـون انجـام شـده اسـت. تعییـن خصوصیـات مایـع یونـی توسـط آنالیزهـای FTIR (Brucker, tensor27) و HNMR (Brucker Av-400) انجـام شـد. طیف‌هـای مربوطـه در شـکل‌های ۱ و ۲ آورده شـده اسـت. محتـوای آب در مایـع یونـی سـنتز شـده بـا تیتراسـیون کارل فیشـر (751GPD Titrino-Metrohm) تعییـن شـد کـه ۱۲۰ ppm بـود.

دستگاه‌ها و رویه‌ها

ضرایـب اسـمزی محلـول آبـی [BMIM][SCN] بـا اسـمومتر فشـار بخـار بـا اسـتفاده از دسـتگاه (Knauer) K-7000 اندازه‌گیـری شـده اسـت.

شکل ۱ طیف HNMR مایع یونی سنتزی ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات



شکل ۲ طیف FT-IR مایع یونی سنتزی ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات

دستگاه با محلول‌های آبی NaCl کالیبره شده است. ضرایب اسمزی محلول‌های آبی NaCl با کمک رابطه توسعه یافته توسط Colin محاسبه شد [۲۹ و ۳۰].

$$\phi = 1 - A\frac{\sqrt{m_r}}{1+1.2\sqrt{m_r}} + Bm_r + Cm_r^{\,2} + Dm_r^{\,3} + Em_r^{\,4} + Qm_r\exp(-2\sqrt{m_r}) \quad (1)$$

ضرایب این رابطه تابعی از دما است که در کار قبلی ما آورده شده است [۳۰]. همچنین، اعتبارسنجی داده‌ها با محلول‌های آبی KCl در دمای ۲۹۸/۱۵ K نسبت به داده‌های موجود در منابع انجام شد [۳۱]. نتیاج این صحه‌گذاری در شکل ۳ آورده شده است که انحراف استاندارد نسبی به‌دست آمده برای داده تجربی ۱/۴٪ نسبت به داده‌های موجود در منبع مذکور است. ضرایب اسمزی تجربی محلول‌های آبی مایع یونی مورد مطالعه با مولالیته، m، در تعادل براساس رابطه زیر به‌دست آمد.

$$\phi = \frac{\phi_r m_r v_r}{mv} \quad (2)$$

که در آن ϕ و ϕ_r ضرایب اسمزی، m و m_r مولالیته، v و v_r تعداد استوکیومتری الکترولیت مایع یونی و مرجع (NaCl) هستند که به‌ترتیب برای مرجع و مایع یونی برابر با ۲ می‌باشند. اندازه‌گیری هر نمونه ۶ بار تکرار شده و مقدار میانگین ثبت شده است. میانگین زمان برای هر اندازه‌گیری حدود ۵ min است. توضیحات دقیق اندازه‌گیری در کارهای قبلی ما ارائه شده است [۳۰]. عدم قطعیت استاندارد در سیگنال خروجی دستگاه ۴± بود و حداکثر تغییرات در ۲± درصد از مقدار اندازه‌گیری شده بود.

نتایج و بحث

ضرایب اسمزی تجربی و مشتقات

ضرایب اسمزی [BMIM][SCN] آبی برای محاسبه افت فشار بخار آب در محلول‌ها با استفاده از روابط زیر به‌دست آمده است.

$$\phi = -\frac{\ln a_w}{vmM_w} \quad (3)$$

$$\ln a_w = \ln\left(\frac{p}{p^*}\right) + \frac{\left(B_w - V_w^*\right)\left(p - p^*\right)}{RT} \quad (4)$$

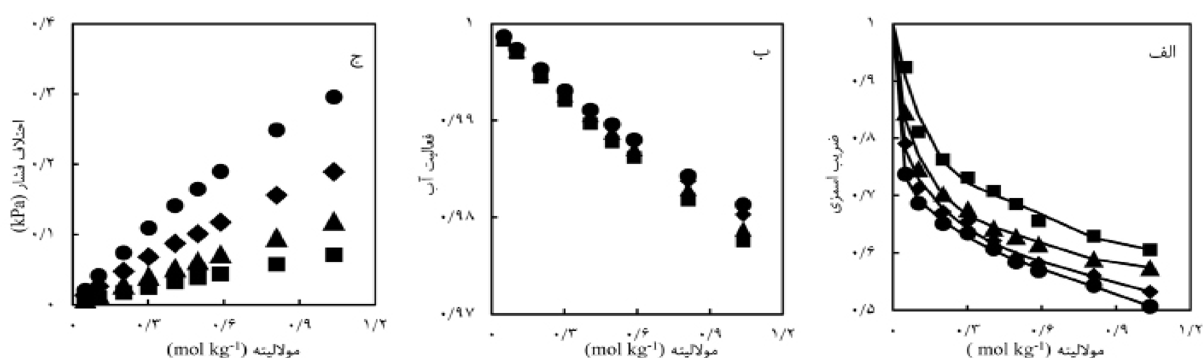
$$\Delta p = p^* - p \quad (5)$$

که در آن a_w، M_w، B_w، V_w^* و p^* به‌ترتیب فعالیت، جرم مولی، ضریب دوم ویریال، حجم مولی و فشار بخار آب خالص هستند. همچنین، p فشار بخار محلول را نشان می‌دهد. نمادها R و T به‌ترتیب برای ثابت گاز جهانی و دمای مطلق استفاده می شوند. مقادیر مربوط به B_w، V_w^* و p^* از پژوهش‌های پیشین گرفته شده است [۳۲].

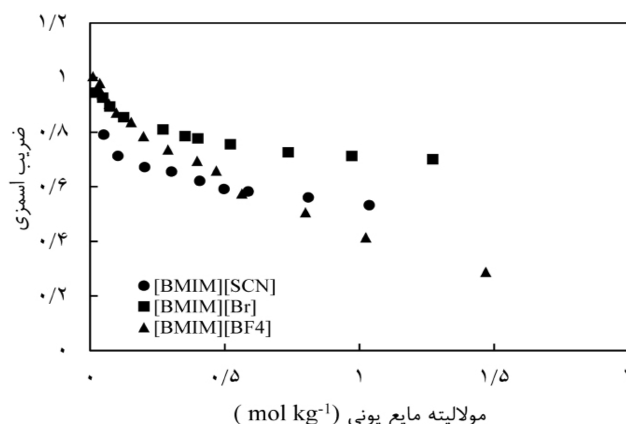
ضرایب اسمزی به‌دست آمده، فعالیت آب و مقادیر فشار بخار در سیستم‌های مورد مطالعه در جدول ۲ آورده شده است. ضرایب اسمزی در دماهای مختلف در مقابل مولالیته مایع یونی رسم شده‌اند و در شکل ۴ الف) آورده شده‌اند. این مقادیر با افزایش غلظت مایع یونی کاهش یافته است. نمودار مقادیر فعالیت آب در شکل ۴ ب) با غلظت مایع یونی در دماهای مختلف نشان داده شده است. فعالیت آب با افزایش مولالیته مایع یونی کاهش یافته است اما شیب تغییرات در دمای بالاتر کاهش یافته است. افت فشار بخار در مقابل مولالیته مایع یونی در دماهای مختلف در شکل ۴ ج) نشان داده شده است. همان‌طور که از شکل مشخص است، شیب کاهش فشار بخار با افزایش دما افزایش یافته است. مقایسه داده‌های ضریب اسمزی تجربی برای مایع یونی مورد مطالعه با دو مایع یونی با کاتیون یکسان و آنیون‌های برمید و تترافلوروبورات که در منابع با همین روش گزارش شده‌اند در شکل ۵ آورده شده است. همان‌طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود هر سه گونه روند مشابهی با شیب‌های متفاوت در تغییرات ضریب اسمزی با غلظت نشان داده‌اند. این مسئله ناشی از اختلاف در آنیون این گونه‌ها است.

جدول ۲ ضرایب اسمزی، فعالیت آب و کاهش فشار بخار آب در محلول‌های آبی از [BMIM][SCN] در دماهای مختلف

j	T = ۲۹۸/۱۵ K			T = ۳۰۸/۱۵ K			T = ۳۱۸/۱۵ K			T = ۳۲۸/۱۵ K		
m_{IL}	ϕ	a_w	Δp	ϕ	a_w	Δp	ϕ	a_w	Δp	ϕ	a_w	Δp
mol kg^{-1}			kPa			kPa			kPa			kPa
۰/۰۵۰۴	۰/۹۲۴	۰/۹۹۸۳	۰/۰۰۵	۰/۸۴۶	۰/۹۹۸۵	۰/۰۰۹	۰/۷۹۱	۰/۹۹۸۶	۰/۰۱۴	۰/۷۳۸	۰/۹۹۸۷	۰/۰۲۱
۰/۱۰۳۴	۰/۸۱۱	۰/۹۹۷۰	۰/۰۱۰	۰/۷۴۸	۰/۹۹۷۲	۰/۰۱۶	۰/۷۱۳	۰/۹۹۷۳	۰/۰۲۶	۰/۶۸۶	۰/۹۹۷۴	۰/۰۴۱
۰/۲۰۲۳	۰/۷۶۳	۰/۹۹۴۵	۰/۰۱۸	۰/۷۰۴	۰/۹۹۴۹	۰/۰۲۹	۰/۶۷۲	۰/۹۹۵۱	۰/۰۴۷	۰/۶۵۱	۰/۹۹۵۳	۰/۰۷۴
۰/۳۰۲۱	۰/۷۳۲	۰/۹۹۲۱	۰/۰۲۵	۰/۶۷۷	۰/۹۹۲۷	۰/۰۴۱	۰/۶۵۶	۰/۹۹۲۹	۰/۰۶۸	۰/۶۳۵	۰/۹۹۳۱	۰/۱۰۹
۰/۴۰۶۷	۰/۷۰۸	۰/۹۸۹۷	۰/۰۳۳	۰/۶۴۴	۰/۹۹۰۶	۰/۰۵۳	۰/۶۲۱	۰/۹۹۰۹	۰/۰۸۸	۰/۶۰۸	۰/۹۹۱۱	۰/۱۴۱
۰/۴۹۶۶	۰/۶۸۵	۰/۹۸۷۸	۰/۰۳۹	۰/۶۳۰	۰/۹۸۸۸	۰/۰۶۳	۰/۵۹۱	۰/۹۸۹۵	۰/۱۰۱	۰/۵۸۴	۰/۹۸۹۶	۰/۱۶۵
۰/۵۸۷۰	۰/۶۵۶	۰/۹۸۶۲	۰/۰۴۴	۰/۶۱۶	۰/۹۸۷۱	۰/۰۷۳	۰/۵۸۳	۰/۹۸۷۸	۰/۱۱۷	۰/۵۶۹	۰/۹۸۸۰	۰/۱۹۰
۰/۸۰۹۸	۰/۶۲۹	۰/۹۸۱۸	۰/۰۵۸	۰/۵۹۰	۰/۹۸۲۹	۰/۰۹۷	۰/۵۶۰	۰/۹۸۳۸	۰/۱۵۶	۰/۵۴۳	۰/۹۸۴۳	۰/۲۴۹
۱/۰۳۶۴	۰/۶۰۶	۰/۹۷۷۶	۰/۰۷۱	۰/۵۷۵	۰/۹۷۸۸	۰/۱۲۰	۰/۵۳۲	۰/۹۸۰۳	۰/۱۹۰	۰/۵۰۷	۰/۹۸۱۳	۰/۲۹۶



شکل ۴ الف) ضریب اسمزی تجربی و مدل‌سازی پیتزر-آرچر گسترش مربوطه محلول آبی [BMIM][SCN] در دماهای مختلف، ب) فعالیت آب در محلول آبی [BMIM][SCN] براساس مولالیته مایع یونی در دماهای مختلف و (ج) کاهش فشار بخار آب در مقابل مولالیته [BMIM][SCN] در دماهای مختلف: (■) ۲۹۸/۱۵ K، (▲) ۳۰۸/۱۵ K، (♦) ۳۱۸/۱۵ K و (●) ۳۲۸/۱۵ K



شکل ۵ مقایسه ضریب اسمزی تجربی محلول‌های آبی مایع یونی ۱-بوتیل -۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات با مایعات یونی ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیوم برمید و ۱-بوتیل-۳-متیل ایمدازولیوم تترافلوروبورات در دمای ۳۱۸/۱۵ K گزارش شده در منبع [۳۰]

گونه ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات که در این تحقیق مورد مطالعه قرار گرفته است شیب تغییرات ملایم‌تری نسبت به گونه‌های برمید و تترافلوروبورات از خود نشان داده است.

مدل‌سازی ترمودینامیکی

مدل همبستگی ضریب اسمزی

تعمیم آرچر مدل پیتزر برای همبستگی ضرایب اسمزی به‌دست آمده از [BMIM][SCN] آبی استفاده شد. [۳۰] شکل اصلی رابطه مربوطه به‌صورت زیر نشان داده می‌شود:

$$\phi - 1 = f^{\phi} + mB^{\phi} + m^2C^{\phi} \quad (۶\ a)$$

$$f^{\phi} = -\frac{A^{\phi}I^{1/2}}{1+bI^{1/2}} \quad (۶\ b)$$

$$A^{\phi} = \left(\frac{1}{3}\right)\sqrt{2\pi N_A d_0}\left(\frac{e^2}{2\pi\varepsilon_0 D_e K_B T}\right)^{3/2} \quad (۶\ c)$$

$$B^{\phi} = \beta^{(0)} + \beta^{(1)}\exp\left(-\alpha_1 I^{1/2}\right) + \beta^{(2)}\exp\left(-\alpha_2 I^{1/2}\right) \quad (۶\ d)$$

$$C^{\phi} = C^{(0)} + C^{(1)}\exp\left(-\alpha_3 I^{1/2}\right) \quad (۶\ e)$$

ضرایب $\beta^{(0)}$، $\beta^{(1)}$، $\beta^{(2)}$، $C^{(0)}$ و $C^{(1)}$ پارامترهای برهم‌کنش یونی مدل هستند. همچنین، K_B و N_A نمادهای ثابت بولتزمن و عدد آووگادرو هستند. همه ثابت‌ها و متغیرهای دیگر در جای دیگر به تفصیل توضیح داده شده‌اند. [۳۰،۳۳،۳۴] نتایج برازش ارزیابی شده برای ثابت‌ها در جدول ۳ با انحراف استاندارد مربوطه آورده شده است. تعمیم آرچر مدل پیتزر یکی از مدل‌های موفق در همبستگی ضریب اسمزی است. همچنین می‌توان از آن برای تعیین ضریب فعالیت متوسط مایع یونی مورد مطالعه استفاده کرد. برای تعیین میانگین ضریب فعالیت از رابطه زیر استفاده شده است:

$$\ln\gamma_{\pm} = -A_{\phi}\left[\frac{m^{1/2}}{1+bm^{1/2}} + \frac{2}{b}\ln\left(1+bm^{1/2}\right)\right] + m \quad (۷a)$$

$$\left(2\beta^0 + A_1 + A_2\right) + \frac{m^2}{2}\left(3C^0 + A_3\right)$$

(۷ b)

$$A_1 = \frac{2\beta^{(1)}}{\alpha_1^2 m}\left[1-\left(1+\alpha_1 m^{1/2} - \frac{\alpha_1^2 m}{2}\right)\exp\left(-\alpha_1 m^{1/2}\right)\right]$$

$$A_3 = \frac{2C^{(1)}}{\alpha_3^4 m^2} \quad (۷\ c)$$

$$\left[6-\left(6+6\alpha_3 m^{1/2} + 3\alpha_3^2 m + \alpha_3^3 m^2 - \alpha_3^4\frac{m^2}{2}\right)\exp\left(-\alpha_3^4 m^2\right)\right]$$

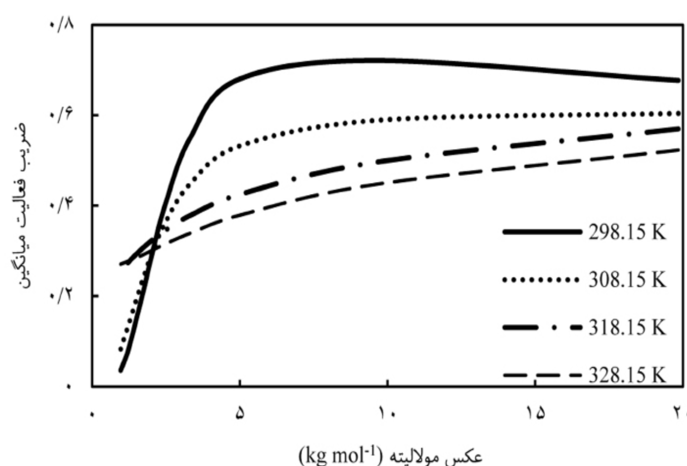
ضریب فعالیت میانگین مایع یونی در شکل ۶ در مقابل معکوس مولالیته مایع یونی در دماهای مختلف نشان داده شده است. این مقادیر با افزایش دما کاهش می‌یابد.

مدل پیش‌بینی ضریب اسمزی

مدل‌سازی ضریب اسمزی محلول‌های آبی [BMIM][SCN] با دو نسخه مختلف از رابطه حالت PC-SAFT انجام شده است.

جدول ۳ پارامترهای حاصل از برازش تعمیم آرچر مدل پیتزر به‌همراه انحراف استاندارد آن‌ها.

Parameter	T= ۲۹۸/۱۵ K	T= ۳۰۸/۱۵ K	T= ۳۱۸/۱۵ K	T= ۳۲۸/۱۵ K
$\beta^{(0)}$	-۶/۷۹۵	-۳/۶۵۱	۰/۳۰۱	۰/۹۰۱
$\beta^{(1)}$	۱۲/۹۰۳	۶/۶۲۳	-۱/۲۶	-۲/۴۶
$\beta^{(2)}$	-۱۳/۲۶۲	-۱۸/۳۷۳	-۱۹/۴۴۹	-۲۶/۶۰۳
$C^{(0)}$	۲/۰۰۶	۱/۰۸۲	-۰/۱۰۱	-۰/۲۹۵
$C^{(1)}$	-۲۹۳/۴۷۵	-۱۹۳/۲۴۱	-۴۵/۹۹۲	-۲۲/۳۹۳
σ	۰/۰۱۷	۰/۰۱۳	۰/۰۱۲	۰/۰۰۶



شکل ۶ ضریب فعالیت میانگین مایع یونی در مقابل معکوس مولالیته مایع یونی در دماهای مختلف با تعمیم آرچر مدل پیتزر

شکل کلی رابطه حالت را می‌توان با عبارت انرژی آزاد هلمهولتز با رابطه زیر نشان داد:

$$a = a^{hc} + a^{disp} + a^{assoc} + a^{dipole} + a^{ion} \quad (۸)$$

که در آن از hc و disp، اصطلاحاتی برای زنجیره سخت و پراکندگی استفاده می‌شود که در نسخه اصلی PC-SAFT آمده است [۲۰]. نماد assoc برای مشارکتی که از روابط اصلی SAFT استفاده می کند استفاده شد. [۳۵] در مورد سیستم‌های مورد مطالعه، از رویکرد 2B برای H_2O استفاده شد. [۳۶] dipole برای سهم قطبی (ممکن دوقطبی) اجزاء نمایش داده می‌شود [۳۷]، ion برای سهم الکترولیت و گونه‌های یونی در داخل محلول الکترولیت است [۲۳]. ضریب اسمزی را می توان با سری روابط زیر محاسبه کرد:

$$Z = 1 + \rho\left(\frac{\partial(a/K_BT)}{\partial\rho}\right) \quad (۹)$$

$$\frac{\mu_i}{K_BT} = \frac{a}{K_BT} + Z - 1 + \left(\frac{\partial(a/K_BT)}{\partial x_i}\right) - \sum_{k=1}^{N} x_k\left(\frac{\partial(a/K_BT)}{\partial x_k}\right) \quad (۱۰)$$

$$\ln\varphi_i = \frac{\mu_i}{K_BT} - \ln Z \quad (۱۱)$$

$$\gamma_w = \frac{\varphi_w x_w}{\varphi_w^0} \quad (۱۲)$$

$$\phi = -\frac{\ln(x_w\gamma_w)}{10^{-3}M_w\sum_{i\neq w}\nu_i m_i} \quad (۱۳)$$

ρ و Z به‌ترتیب چگالی عدد و ضریب تراکم‌پذیری هستند. همچنین، μ_i، φ_i، x_i و ν_i به‌ترتیب پتانسیل شیمیایی، ضریب فوگاسیته، کسر مولی و تعداد گونه‌ها در هر حل شونده برای جزء i هستند. از شاخص w برای آب استفاده شد. ضریب فعالیت آب با γ_w و ضرایب فوگاسیته آب خالص و آب موجود در مخلوط در دمای معین به‌ترتیب با φ_w^0 و φ_w نشان داده شده است.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۹۱-۸۱

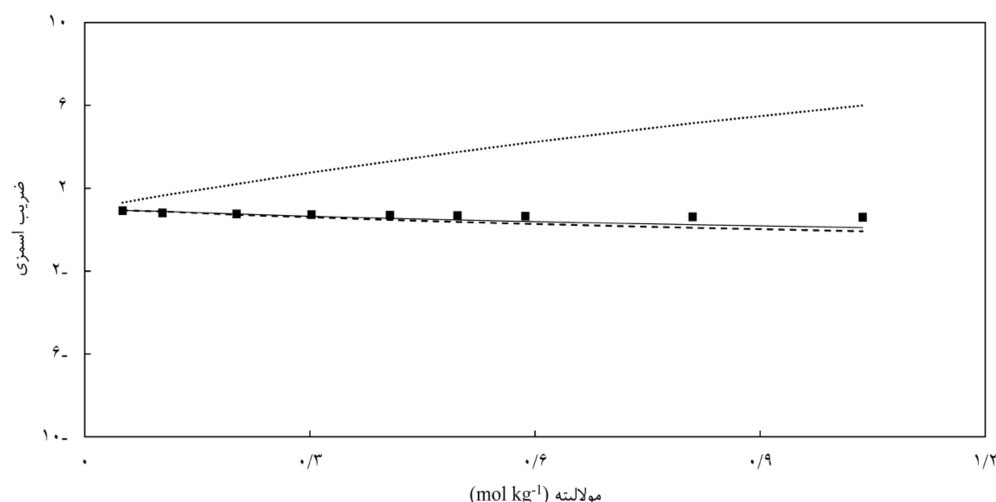
پارامترهای استفاده شده تعداد سگمان، m، قطر سگمان، σ، انرژی پراکندگی، ε/K_B، انرژی تجمعی، $\varepsilon^{A_iB_i}/K_B$، حجم تجمعی مؤثر، $\kappa^{A_iB_i}$ و گشتاور دوقطبی، μ در جدول ۴ آورده شده است [۳۸]. این داده‌ها از طریق برازش داده‌های تجربی مانند دانسیته و ضریب فعالیت میانگین برای یون‌ها به‌دست می‌آید. برای این منظور بهترین گزینه استفاده از دانسیته در دما و فشار مختلف برای مایعات یونی است. از طرف دیگر برای مایع یونی مورد بررسی اطلاعات پارامترهای مدل در منابع موجود است [۲۶ و ۳۸]. از اطلاعات گزارش شده در جدول ۴ در محاسبات استفاده شده است. به‌طور کلی در مدل‌های مبتنی بر SAFT دو نوع داده برای برازش داده‌ها و به‌دست آوردن پارامترهای یک ماده مورد استفاده قرار می‌گیرد که شامل داده‌های PVT و یا ضریب فعالیت میانگین حاصل از پتانسیومتری و یا اندازه‌گیری فشار بخار ماده خالص است (در مورد مایعات یونی تقریبا غیر ممکن است) که خارج از حیطه این مطالعه قرار دارند.

$$a = 2.7927 + 10.11\exp(-0.01775T) - 1.417\exp(-0.01146T) \quad (۱۴)$$

نتایج پیش‌بینی ضریب اسمزی در یک ناحیه رقیق با PC-SAFT و PCP-SAFT (حاوی سهم قطبی) در شکل ۷ مقایسه شده است. روند تغییرات ضریب اسمزی با دما در PC-SAFT برخلاف نتایج تجربی است.

جدول ۴ پارامترهای PC-SAFT آب و مایع یونی که در محاسبات استفاده شده است.

ترکیب	m	σ	ε/K_B	$\varepsilon^{A_iB_i}/K_B$	$\kappa^{A_iB_i}$	μ
		Å	K	K		D
PC-SAFT						
water	۱/۲۰۴۷	a	۳۵۳/۹۴۵	۲۴۲۵/۶۷	۰/۰۴۵۱	۱/۸۵۴۶
PC-SAFT						
[BMIM][SCN]	۱۰/۳۷۴۳	۳/۰۳	۲۴۶/۹۵	-	-	-
ePC-SAFT						
$[BMIM]^+$	۲/۴۸۰۵	۳/۶۳۷	۲۱۸/۱۴۴	-	-	-
$[SCN]^-$	۴/۵۴۷۹	۳/۳۵۷	۶۲۴/۲۴۳	-	-	-



شکل ۷ ضریب اسمزی تجربی در مقابل مولالیته [BMIM][SCN] در دمای (■) K ۲۹۸/۱۵ به همراه مقادیر پیش‌بینی شده از (_) PC-SAFT، PCP-SAFT (---) و ePC-SAFT (.....)

درحالی‌که PCP- SAFT در این مورد نتایج بهتری را نشان می‌دهد [۳۸]. نتایج به‌دست آمده از ePC-SAFT انحراف استاندارد بسیار بالاتری نشان می‌دهد که در مقایسه با دو مدل دیگر کارایی ضعیف‌تری دارد. برای مقایسه انحراف استاندارد برای هر یک از مدل‌ها در پیش‌بینی ضریب اسمزی محلول‌های مایع یونی مورد مطالعه در دماهای مورد بررسی در جدول ۵ آورده شده است. نتایج نشان می‌دهد که ضریب اسمزی ممکن است انتخاب بهتری برای برازش داده‌ها برای ارزیابی پارامترهای PC-SAFT باشد. این نتایج می‌توانند در پژوهش‌های شامل حذف آروماتیک‌ها از آب با روش‌های اسمزی مورد استفاده قرار گیرد که نمونه‌هایی از این قبیل در منابع مشاهده شده است [۳۹ و ۴۰].

جدول ۵ انحراف استاندارد مدل‌های PC-SAFT، PCP-SAFT و ePC-SAFT در دماهای مختلف و فشار ۸۷۲ hPa برای سیستم آبی ۱-بوتیل-۳-متیل ایمیدازولیوم تیوسیانات.

مدل	درصد انحراف نسبی			
	۲۹۸/۱۵ K	۳۰۸/۱۵ K	۳۱۸/۱۵ K	۳۲۸/۱۵ K
PC-SAFT	۴/۳۲	۳/۹۶	۴/۱۰	۳/۷۹
PCP-SAFT	۳/۱۳	۲/۶۸	۲/۳۵	۲/۲۰
ePC-SAFT	۱۴/۶۴	۱۴/۷۵	۱۴/۳۰	۱۴/۳۰

نتیجه‌گیری

ضریب اسمزی [BMIM][SCN] آبی به‌صورت تجربی با استفاده از اسمومتری فشار بخار در دماها و فشارهای مختلف (۸۷۲ hPa) تعیین شد. یافته ها نشان می‌دهد که برهم‌کنش بین مایع یونی [BMIM][SCN] و آب با افزایش دما کاهش می‌یابد. توسعه آرچر مدل پیتزر برای ارتباط موفقیت آمیز ضریب اسمزی تجربی استفاده شد. در نتیجه، از این مدل برای به‌دست آوردن میانگین ضریب فعالیت [BMIM][SCN] استفاده شد. همچنین برای سیستم‌های مورد مطالعه از مدل PC-SAFT استفاده شده است. نتایج PC-SAFT در پیش‌بینی ضریب اسمزی در رقت بی‌نهایت قابل قبول است.

ضریب اسمزی [BMIM][SCN] آبی به‌صورت تجربی با استفاده از اسمومتری فشار بخار در دماها و فشارهای مختلف (۸۷۲ hPa) تعیین شد. یافته ها نشان می‌دهد که برهم‌کنش بین مایع یونی [BMIM][SCN] و آب با افزایش دما کاهش می‌یابد. یافته‌های این تحقیق برای روند و رفتار ضریب اسمزی مایع یونی [BMIM][SCN] با مایعات یونی با کاتیون مشابه و آنیون‌های برمید و تترافلوروبورات در منابع مشابه است و با افزایش غلظت مایع یونی کاهش غیر خطی در ضریب اسمزی برای هر سه گونه مشاهده می‌شود.

مراجع

[1]. Rahman M, Brazel C S (2006) Ionic liquids: New generation stable plasticizers for poly (vinyl chloride), Polymer Degradation and Stability, 91, 12: 3371-3382.
[2]. Earle M J, Esperança J M, Gilea M A, Canongia Lopes J N, Rebelo L P, Magee J W, Widegren J A (2006) The distillation and volatility of ionic liquids, Nature, 439, 7078: 831-834.
[3]. Matthias Maase, Peter Wasserscheid, Thomas Welton (2015) Industrial applications of ionic liquids, 1st edition, Springer., 1-386
[4]. Brennecke J F, Maginn E J (2001) Ionic liquids: innovative fluids for chemical processing, American Institute of Chemical Engineers, AIChE Journal, 47, 11: 2384.
[5]. Stevenson D G, Biswas A, Jane J L, Inglett G E (2007) Changes in structure and properties of starch of four botanical sources dispersed in the ionic liquid, 1-butyl-3-methylimidazolium chloride, Carbohydrate Polymers, 67, 1: 21-31.

[6]. Toledo Hijo A A, Maximo G J, Costa M C, Batista E A, Meirelles A J (2016) Applications of ionic liquids in the food and bioproducts industries, ACS Sustainable Chemistry and Engineering, 4, 10: 5347-5369.
[7]. Rogers R D, Seddon K R, Volkov S (Eds.) (2012) Green industrial applications of ionic liquids, Springer Science and Business Media, 92.
[8]. Gutowski K E (2018) Industrial uses and applications of ionic liquids, Physical Sciences Reviews, 3: 5.
[9]. Cvjetko M, Radošević K, Tomica A, Slivac I, Vorkapić-Furač J, Gaurina Srček V (2012) Cytotoxic effects of imidazolium ionic liquids on fish and human cell lines, Arhiv za Higijenu Rada i Toksikologiju, 63: 15–20.
[10]. Ma Z, Yu J, Dai S (2010) Preparation of inorganic materials using ionic liquids, Advanced Materials, 22, 2: 261-285.
[11]. Berthod A, Ruiz-Angel M J, Carda-Broch S (2008) Ionic liquids in separation techniques, Journal of Chromatography A, 1184, 1-2: 6-18.
[12]. Holbrey J D, López-Martin I, Rothenberg G, Seddon K R, Silvero G, Zheng X (2008) Desulfurisation of oils using ionic liquids: Selection of cationic and anionic components to enhance extraction efficiency, Green Chemistry, 10: 87–92 .
[13]. Gonfa G, Bustam M A, Muhammad N, Ullah S (2017) Effect of task specific thiocyanate based ionic liquids on relative volatility of cyclohexane and benzene azeotropic mixture, Journal of Molecular Liquids, 238: 208–14.
[14]. Gonfa G, Ismail M, Bustam M A (2017) Benzene and cyclohexane separation using 1-butyl-3-methylimidazolium thiocyanate, AIP Conference Proceedings, American Institute of Physics Inc., 1877, 1: 020005, https://doi.org/10.1063/1.4999855.
[15]. Gonzalez García E, Ressmann A K, Gaertner P, Zirbs R, Mach R L, Krska R, Bica K, Brunner K (2014) Direct extraction of genomic DNA from maize with aqueous ionic liquid buffer systems for applications in genetically modified organisms analysis, Springer, 406: 7773–84, https://doi.org/10.1063/1.4999855.
[16]. Zhang B, Xie F, Shamshina J L, Rogers R D, McNally T, Halley P J, Truss R W, Chen L, Zhao S (2017) Dissolution of starch with aqueous ionic liquid under ambient conditions, ACS Sustainable Chemistry and Engineering, 5, 5: 3737-3741, https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b00784.
[17]. Chen R, Hempelmann R (2016) Ionic liquid-mediated aqueous redox flow batteries for high voltage applications, Electrochemistry Communications, 70: 56-59, https://doi.org/10.1016/j.elecom.2016.07.003.
[18]. Li Z, Pei Y, Wang H, Fan J, Wang J (2010) Ionic liquid-based aqueous two-phase systems and their applications in green separation processes, TrAC Trends in Analytical Chemistry, 29, 11: 1336-1346, https://doi.org/10.1016/j.trac.2010.07.014.
[19]. Li Z, Liu X, Pei Y, Wang J, chemistry M H G (2012) Design of environmentally friendly ionic liquid aqueous two-phase systems for the efficient and high activity extraction of proteins, Green Chemistry, 10, doi.org/10.1039/C2GC35890E.
[20]. Gross J, Sadowski G (2001) Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules, Industrial and Engineering Chemistry Research, 40, 4: 1244-1260, doi.org/10.1021/ie0003887.
[21]. Gross J, Sadowski G (2001) Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules, Industrial and Engineering Chemistry Research, 40, 4: 1244-1260, doi.org/10.1021/ie0003887.
[22]. Gross J, Sadowski G (2002) Modeling polymer systems using the perturbed-chain statistical associating fluid theory equation of state, Industrial and Engineering Chemistry Research, 41, 5: 1084-1093, https://doi.org/10.1021/ie010449g.
[23]. Cameretti L F, Sadowski G, Mollerup J M (2005) Modeling of aqueous electrolyte solutions with perturbed-chain statistical associated fluid theory, Industrial and Engineering Chemistry Research, 44, 9: 3355-3362, https://doi.org/10.1021/ie0488142.
[24]. Ji X, Held C, Equilibria GS-FP (2014) Modeling imidazolium-based ionic liquids with ePC-SAFT. Part II. Application to H_2S and synthesis-gas components, Elsevier, 335: 64-73, https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.05.029.
[25]. Ji X, Held C, Sadowski G (2012) Modeling imidazolium-based ionic liquids with ePC-SAFT, Fluid Phase Equilibria, Elsevier, 335, 64-73, https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.05.029.
[26]. Xiaoyan Ji (2016) Christoph Held, Modeling the density of ionic liquids with ePC-SAFT, Fluid Phase Equilibria, 410: 9-26, https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.11.014.
[27]. Sun Y, Schemann A, Held C, Lu X, Shen G, Ji X (2019) Modeling thermodynamic derivative properties and gas solubility of ionic liquids with ePC-SAFT, Industrial and Engineering Chemistry Research, 58, 19: 8401-8417, https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b00254.
[28]. Shekaari H, Zafarani Moattar M T, Golmohammadi B (2020) Thermodynamic and transport properties of ionic liquids, 1-alkyl-3-methylimidazolium thiocyanate in the aqueous lithium halides solutions, The Journal of Chemical Thermodynamics, 141: 105953, https://doi.org/10.1016/j.jct.2019.105953.

[29]. Clarke E C W, Glew D N (1985) Evaluation of the thermodynamic functions for aqueous sodium chloride from equilibrium and calorimetric measurements below 154 C. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 14, 2: 489-610, https://doi.org/10.1063/1.555730.
[30]. Shekaari H, Zafarani-Moattar M T (2007) Osmotic coefficients of some imidazolium based ionic liquids in water and acetonitrile at temperature, 318.15 K. Fluid Phase Equilibria, 254, 1-2: 198-203, https://doi.org/10.1016/j.fluid.2007.03.019.
[31]. Amado E, Blanco L H (2004) Osmotic and activity coefficients of aqueous solutions of KCl at temperatures of 283.15, 288.15, 293.15 and 298.15 K: A new isopiestic apparatus, Fluid Phase Equilibria, 226: 261-265, https://doi.org/10.1016/j.fluid.2003.08.007.
[32]. Nasirzadeh K, Neueder R, Kunz W (2005) Vapor pressures and osmotic coefficients of aqueous LiOH solutions at temperatures ranging from 298.15 to 363.15 K, Industrial and Engineering Chemistry Research, 44: 3807–14, https://doi.org/10.1021/ie0489148.
[33]. Nasirzadeh K, Neueder R, Kunz W (2004) Vapor pressures, osmotic and activity coefficients for (LiBr + acetonitrile) between the temperatures (298.15 and 343.15) K, Journal of Chemical Thermodynamics, 36: 511–7, https://doi.org/10.1016/j.jct.2004.03.007.
[34]. González B, Calvar N, Domínguez Á, Macedo E A (2008) Osmotic coefficients of aqueous solutions of four ionic liquids at T = (313.15 and 333.15) K, Journal of Chemical Thermodynamics, 40: 1346–51, https://doi.org/10.1016/j.jct.2008.05.011.
[35]. Chapman W G, Gubbins K E, Jackson G, Radosz M (1990) New reference equation of state for associating liquids. Industrial and Engineering Chemistry Research, 29, 8: 1709-1721, https://doi.org/10.1021/ie00104a021.
[36]. Huang S H, Radosz M (1991) Equation of state for small, large, polydisperse, and associating molecules: extension to fluid mixtures, Industrial and Engineering Chemistry Research, 30, 8: 1994-2005, https://doi.org/10.1021/ie00056a050.
[37]. Held C, Sadowski G, Carneiro A, Rodríguez O, Macedo E A (2013) Modeling thermodynamic properties of aqueous single-solute and multi-solute sugar solutions with PC-SAFT, AIChE Journal, 59, 12: 4794-4805, https://doi.org/10.1002/aic.14212.
[38]. Passos H, Khan I, Mutelet F, Oliveira M B, Carvalho P J, Santos L M, Coutinho J A (2014) Vapor–liquid equilibria of water+ alkylimidazolium-based ionic liquids: Measurements and perturbed-chain statistical associating fluid theory modeling, Industrial and Engineering Chemistry Research, 53, 9: 3737-3748, https://doi.org/10.1021/ie4041093.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۰۷-۹۲

مدل‌سازی ژئومکانیکی و انتخاب لایه کاندید شکست هیدرولیکی در یک مخزن فشرده در جنوب غربی ایران- مطالعه موردی

فرهاد عاصمی [۱*]، افشین زهدی [۲] و محمد صبور ملکی [۳]

۱- گروه مهندسی عمران، ژئوتکنیک، دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

۲- دانشکده زمین‌شناسی، دانشگاه زنجان، ایران

۳- گروه مطالعات مخازن، پردیس توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۱/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۱

چکیده

در این تحقیق، به بررسی پتانسیل شکست هیدرولیکی در مخزن بنگستان یکی از میادین بزرگ، واقع در جنوب غرب ایران پرداخته شده است. مخزن از نوع مخازن فشرده بوده و شکاف‌های طبیعی نیز دارد. شکاف‌زنی هیدرولیکی به‌عنوان یکی از استراتژی‌های توسعه این مخزن مطرح است. لذا لازم است به‌منظور ارزیابی عملیات شکست هیدرولیکی و اثر بخشی این روش در بهبود تولید مخزن، خواص ژئومکانیکی آن تعیین گردد. برای این منظور در این پژوهش در ابتدا مدل یک بعدی ژئومکانیکی مخزن ایجاد شد. برای مدل ژئومکانیکی از اطلاعات موجود برای چاه‌های میدان نفتی مورد مطالعه و روابط تجربی و ریاضی موجود استفاده گردید. با تعیین پارامترهای ژئومکانیکی مورد نیاز، در مرحله دوم تحقیق به‌منظور تعیین لایه کاندید برای عملیات شکست هیدرولیکی دارا بودن ۱- میزان تخلخل مناسب، ۲- تنش برجای کم، ۳- میزان اشباع آب کم، ۴- مقاومت فشاری تک محوری کم و ۵- اختلاف زیاد میان تنش‌های افقی حداقل و حداکثر به‌عنوان معیار لایه کاندید تعیین گردید. براساس نتایج حاصله لایه ۳ مخزن به‌عنوان لایه هدف جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی پیشنهاد گردید.

کلمات کلیدی: شکست هیدرولیکی، مدل‌سازی ژئومکانیکی، انتخاب لایه کاندید، تنش برجا، مخزن فشرده

مقدمه

شکافزنی هیدرولیکی عملیاتی فنی برای تحریک چاه و افزایش تولید چاه‌های نفت و گاز است. این فرآیند شامل تزریق سیالات مختلف به سازند با فشار کافی جهت شکست کششی سنگ و انتشار شکستگی است. مخازن نفت و گاز با بهره‌وری پایین معمولاً نیاز به شکست هیدرولیکی جهت اقتصادی بودن دارند [۲-۱]. با اینکه بیش از ۷۰ سال از انجام موفق این عملیات می‌گذرد، با این حال شرکت‌های نفتی ایرانی گام‌های اولیه‌ای برای انجام این عملیات در میادین نفتی کشور برداشته‌اند. دو شرکت نفتی عملیات شکست هیدرولیکی را در یکی

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی farhad.asemi@khu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4771.3142)

از میادین بزرگ نفتی جنوب غربی ایران (میدان اهواز) تجربه کرده‌اند. اما متأسفانه پارامترهای طراحی، نتایج به‌دست آمده و علل ناموفق بودن این عملیات هنوز منتشر نشده است [۳]. به‌طور کلی، نبود اطلاعات و داده‌های مربوط به خواص مکانیکی سنگ، تنش‌های برجا و به‌ویژه عدم توجه به مطالعه انتخاب چاه و لایه کاندید از دلایل اصلی عدم موفقیت گسترده این عملیات در ایران است. با فن‌آوری موجود تنها می‌توان ۲۰ تا ۲۵٪ از نفت برجای اولیه مخازن شکاف‌دار ایران را استخراج کرد که این مقدار ۱۰٪ از میانگین جهانی آن کمتر است. تخمین زده شده است که سالانه به‌دلیل افت فشار طبیعی مخزن چیزی در حدود ۲۰۰ تا ۲۵۰ هزار بشکه در روز نفت خام از دست می‌رود. در واقع، دبی تولید و شکاف‌های طبیعی موجود در اکثر مخازن کربناته ایران دلیل اصلی بی‌توجهی به این روش ازدیاد برداشت شده است. مطالعه تجربه شکست هیدرولیکی در دنیا نشان می‌دهد که موفقیت این عملیات به‌طور مستقیم به انتخاب چاه و لایه کاندید وابسته است و برای اینکه عملیات با موفقیت در ایران انجام شود باید مطالعات دقیق ژئومکانیکی، آزمایش‌های یکپارچگی چاه مانند آزمایش نشت، آزمایش ریزشکاف، آزمایش کالیبراسیون و... انجام شود [۴]. به‌منظور اجرای موفق عملیات شکافزنی هیدرولیکی، انتخاب اولین چاه و لایه کاندید از اهمیت خاصی برخوردار است. به‌طور کلی در صنعت نفت شناسایی بهترین چاه‌های کاندید برای عملیات‌های مختلف فرآیندی متداول است. در فرآیند انتخاب چاه کاندید برای شکست هیدرولیکی، هدف انتخاب یک یا گروهی از چاه‌ها و یا لایه‌ها برای عملیات است که بیشترین احتمال موفقیت را دارند. نتایج نشان داده است که اگر انتخاب چاه کاندید به‌خوبی انجام شود، افزایش تولید، مخصوصاً در چاه‌هایی که ضریب پوسته بالا و تراوایی کمی دارند، می‌توانند چشم‌گیر باشد. بیشتر مخازن کربناته دارای تراوایی کم هستند، بنابراین تنها درصورتی‌که به‌طور هیدرولیکی شکافزنی شوند، قادرند به‌صورت اقتصادی تولید کنند. در میادین داخل کشور چندین مطالعه جهت انتخاب چاه کاندید صورت گرفته است [۵]. شادی‌زاده و همکاران چهار چاه در مخزن بنگستان میدان اهواز را مورد بررسی قرار دادند تا لایه‌های کاندید برای عملیات شکست هیدرولیکی را در این چاه‌ها تعیین کنند. در این مطالعه، خواص مکانیکی سنگ، تخلخل، اشباع آب و مقدار تنش افقی حداقل به‌عنوان مهم‌ترین معیارها در نظر گرفته شد و لایه‌های C1 و C2 در سازند ایلام و لایه‌های E1 و E2 در سازند سروک به‌عنوان گزینه‌های مناسب برای انجام عملیات شکست هیدرولیکی معرفی شدند [۶]. مطالعه دیگری توسط حیدرآبادی و همکاران برروی دو چاه در یکی از میادین خاورمیانه انجام شد تا چاه مناسب برای عملیات شکافزنی انتخاب شود. در این مطالعه تراوایی مخزن، ضریب پوسته، تاریخچه تولید چاه، حجم نفت و یا گاز درجا، اشباع هیدروکربور، فشار مخزن و محدودسازی شکاف به‌عنوان مهم‌ترین پارامترها برای انتخاب چاه کاندید معرفی شده است. همچنین، مدل‌هایی از چاه در حالت قبل از شکافزنی و بعد از شکافزنی ساخته شد که وضعیت بهبود نمودار عملکرد جریان و تغییرات بهره‌دهی چاه‌ها در اثر شکافزنی را نشان می‌دهند. این امر به فرآیند انتخاب کاندید کمک می‌کند، به این صورت که عملیاتی که بهره‌دهی چاه را به‌طور جزئی بهبود بخشد، پیشنهاد نشده است و چاه مورد نظر کاندید مناسبی برای انجام عملیات نیست. این معیارها در دو چاه که در سازند کربناته حفر شده‌اند مورد بررسی قرار گرفته‌اند و در نهایت چاه مناسب برای انجام عملیات تعیین شده است [۷]. اولین مرحله به‌منظور انجام عملیات شکست هیدرولیکی انتخاب بهترین لایه‌ها و چاه‌ها با دقت بالا براساس مجموعه‌ای از معیارها است. انتخاب لایه کاندید مناسب نقش محوری در دستیابی به هدف مورد نظر ایفا می‌کند.

به‌طوری‌که هر گونه تلاش برای اجرای این عملیات بدون انجام مطالعات جامع در این زمینه با شکست مواجه می‌شود [۸].

هاشمی و همکاران بیان کردند که در مورد سنگ‌های کربناته دو خطر خاص وجود دارد؛ خطر اول ایجاد شکاف چندگانه به‌دلیل ناهمگنی طبیعی و وجود درزه و شکاف‌های طبیعی موجود در این سنگ‌ها است و دیگری احتمال وقوع پدیده انسداد شکاف به‌دلیل مدول یانگ بالای سازند است. به‌نظر می‌رسد که در مورد سنگ‌های کربناته ایران، لایه‌هایی که پتانسیل کافی برای تولید دارند و دور از سطح تماس آب - نفت هستند، گزینه‌های مناسبی باشند. همچنین به‌منظور جلوگیری از توسعه شکاف چندگانه، ضخامت لایه باید به‌خوبی انتخاب شود. علاوه‌بر این، محدودسازی شکاف که در اثر اختلاف تنش بین لایه هدف و لایه‌های بالایی و پایینی ایجاد می‌شود نیز باید در نظر گرفته شود [۹]. لازم به ذکر است که معمولاً برای تعیین سطح تماس نفت– آب (O.W.C) و محاسبه اشباع‌شدگی آب از چاه نگارهای مقاومت ویژه و تخلخل استفاده می‌شود. با توجه به ادبیات تحقیق، به‌منظور تعیین لایه مناسب جهت انجام عملیات شکست هیدرولیکی دو نوع لایه بایستی مورد بررسی قرار گیرد؛ (الف) لایه‌های هدف و (ب) لایه‌های مانع. هر یک از ویژگی‌های زیر را می‌توان در تعیین لایه هدف برای شکست هیدرولیکی مورد نظر قرار داد:

الف- میزان تخلخل مناسب

ب- تنش برجای کم

ج- میزان اشباع آب کم

د- مقاومت فشاری تک محوره کم

ه- اختلاف میان تنش‌های افقی حداقل و حداکثر.

تغییر تنش بین لایه تولیدی و لایه مجاور نیز اهمیت دارد. همچنین، مشخصات لایه هدف و لایه‌های مانع (مجاور) نقشی حیاتی در انتخاب لایه دارند زیرا اگر لایه‌های مجاور ضعیف باشند، باعث انتشار شکستگی به آنها شده و احتمال ایجاد مشکل تولید آب زیاد می‌شود. به‌علاوه، باید توجه داشت که اختلاف بین تنش افقی بیشینه و کمینه نیز عاملی حیاتی است که حتی یک تفاوت کوچک بین این دو تنش برخی مشکلات را در کنترل جهت تنش ایجاد می‌کند. به‌عبارتی دیگر، اگر اختلاف بین این دو خیلی کم باشد، کنترل جهت ایجاد شکاف مشکل بوده و نمی‌توان در جهت دلخواه شکاف ایجاد کرد. باید توجه داشت که در طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی پس از تعیین لایه مناسب، نیاز به انتخاب سیال و مواد پرکننده[1] مناسب با توجه به شرایط مخزن و به‌دست آوردن نرخ تزریق مناسب با توجه به رئولوژی سیال است. همچنین در لایه‌های با نفوذپذیری پایین (مخازن فشرده) شکستگی بایستی به گونه‌ای طراحی شود که حداکثر طول شکست به‌دست آید. عامل کنترل کننده طول شکست این است که شکستگی نباید از لایه مانع عبور کند. با کنترل هرزروی سیال در شکستگی‌های عمودی که توسط لایه مانع محدود می‌شود، شکستگی‌ها به‌صورت طولی گسترش می‌یابند. بنابراین طول شکستگی افزایش می‌یابد [۱۰]. با توجه به آنچه بیان شد، در این تحقیق به‌منظور تعیین لایه کاندید در مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه، در ابتدا لازم است یک مدل ژئومکانیکی از مخزن نفتی مورد مطالعه ساخته شود و پارامترهای مؤثر بر انتخاب لایه کاندید و عملیات شکست هیدرولیکی تعیین گردد. مدل ژئومکانیکی یک نمایش عددی از وضعیت تنش‌های برجا و خواص مکانیکی لایه‌های زمین در یک چاه است. در ادامه با ارزیابی معیارهای موجود، لایه کاندید در مخزن مورد نظر تعیین گردید.

زمین‌شناسی و شرایط مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه

کمربند چین‌خورده رورانده زاگرس در ایران بخشی از کمربند کوه‌زایی آلپ– هیمالیا است که در حاشیه

1. Proppant

شمال خاوری صفحه عربی با راستای شمال باختری- جنوب خاوری از ترکیه تا تنگه هرمز به طول بیشتر از ۲۰۰۰ km گسترش یافته است این کمربند کوهزایی نتیجه برخورد بین صفحه قاره ای عربستان و بلوک ایران است [۱۱]. سه پدیده مهم ساختاری حدود فروافتادگی دزفول را تعیین می‌کنند. در شمال منطقه خمشی بالارود با جهت خاوری– باختری، در شمال خاوری، منطقه خمشی پیشانی کوهستان که راستایی شمال باختری- جنوب خاوری دارد و در خاور و جنوب خاوری یک منطقه پیچیده خمشی و گسلی با امتدادی شمالی- جنوبی منطقه خمشی گسلی کازرون قرار دارد [۱۲]. فرو افتادگی دزفول در جنوب باختری زاگرس بیشتر میدان‌های نفتی (تاقدیسی) ایران را در بر می‌گیرد. وضعیت لایه‌بندی در این تاقدیس‌ها دارای شکستگی‌های فراوان حاصل از چین‌خوردگی نئوژن زاگرس است که باعث افزایش کیفیت مخزن شده است. از کرتاسه تا میوسن در کمربند چین خورده زاگرس مخازن نفتی زیادی به‌ویژه در بخش فروافتادگی دزفول می‌توان تشخیص داد که اصلی‌ترین این مخازن شامل مخازن کربنات‌های الیگوسن- میوسن آسماری و آهک های کرتاسه میانی گروه بنگستان و ژوراسیک-کرتاسه گروه خامی هستند [۱۳]. میدان مورد مطالعه به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین و قدیمی‌ترین میادین نفتی و گازی ایران، نقش مهمی در تولید روزانه نفت و گاز دارد. این میدان در جنوب غربی ایران و نزدیکی شهرستان اهواز و در حاشیه‌ی شرقی فروافتادگی دزفول واقع شده و از آخرین تاقدیس‌های کشیده و نامتقارن کمربند چین‌خورده زاگرس محسوب می‌شود. نفت حاصله از این میدان مربوط به مخازن آسماری و بنگستان است. این میدان همچنین دارای پتانسیل تولید گاز از سازندهای کربناته گروه خامی است. افق مخزنی بنگستان به‌عنوان یکی از مخازن نامتعارف فشرده عمدتاً از سنگ‌های کربناته و به‌ویژه سنگ آهک تشکیل شده است. سنگ‌شناسی این مخزن عمدتاً از آهک خالص (سازند گورپی، سروک و بخش‌های بالایی و میانی سازند ایلام)، دولومیت آهکی، آهک رسی و ماسه‌آهکی همراه با درصد خیلی جزئی شیل (قاعده سازند ایلام) تشکیل شده است. مخزن مورد مطالعه، یک مخزن فشرده‌ی نفتی با تراوایی بسیار پایین و از نوع مخازن شکافدار طبیعی است. جهت تقسیم‌بندی این مخزن، با توجه به یکنواخت بودن ترکیب سنگ‌شناسی، از خواص سنگ مخزن مانند تغییرات میزان تخلخل و نیز وجود یا عدم وجود هیدروکربور استفاده شده است. بر همین مبنا این مخزن به ۹ لایه تقسیم شده است. لایه ۱، دربرگیرنده سازند ایلام بوده و بقیه لایه‌ها در سازند سروک قرار دارند. در جدول ۱ اطلاعات پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی هر یک از لایه‌های این مخزن ارائه شده است. در این تحقیق از داده‌های چاه‌نگار برای تعیین تخلخل و تراوایی لایه‌ها استفاده شده است.

لایه یک

ضخامت میانگین این لایه که شامل سازند ایلام است، حدود ۲۶/۶ m است. در این لایه، به‌دلیل کم بودن نسبت سنگ‌های مفید به کل سنگ‌ها، از لحاظ تولید هیدروکربور ضعیف به‌نظر می‌رسد.

لایه دو

این لایه که بالاترین بخش سازند سروک را تشکیل می‌دهد. میانگین ضخامت این لایه حدود ۵۷/۹ m است. با توجه به اطلاعات پتروفیزیکی این لایه از لحاظ تولید نفت، بعد از لایه ۳ در رتبه دوم گروه بنگستان قرار دارد.

لایه سه

میانگین ضخامت این لایه حدود ۳۳/۵ m است. این لایه بهترین لایه تولیدی مخزن بنگستان به‌حساب می‌آید. وجود قطعات فسیلی رودیست[1] در این لایه باعث بالا رفتن تخلخل و کیفیت مخزنی شده است.

لایه چهار

ضخامت میانگین این لایه حدود ۱۰۷/۷ m است.

1. Rudist Debris

جدول ۱ ضخامت، تخلخل، تراوایی و میزان اشباع آب متوسط هر لایه از مخزن

لایه	ضخامت (m)	متوسط ویژگی‌های ماتریکس		متوسط ویژگی‌های شکستگی				S_w
		تخلخل	نفوذپذیری (K_x=K_y=K_z) (Unit: mD)	تخلخل	نفوذپذیری (K_x) (Unit: mD)	نفوذپذیری (K_y) (Unit: mD)	نفوذپذیری (K_z) (Unit: mD)	
۱	۲۶/۶	۰/۰۵۷	۰/۲۱۷۸	۰/۰۰۱	۲۲۲/۳۵	۲۲۱/۹۶	۹۲/۶۱	۶۳/۶
۲	۵۷/۹	۰/۰۵۱۹	۰/۱۵۸		۲۱۹/۱۳	۲۱۸/۶۹	۹۳/۸۹	۳۷/۸
۳	۳۳/۵	۰/۰۴۷۵	۰/۱۲		۲۱۹/۲۷	۲۱۸/۶۹	۹۳/۷۹	۳۰/۶
۴	۱۰۷/۷	۰/۰۲۶۴	۰/۰۶۴۱		۲۱۸/۰۹	۲۱۷/۱۵	۹۳/۶	۴۵/۱
۵	۸۶/۳	۰/۰۲۲۵	۰/۰۵۸		۲۱۷/۴۸	۲۱۵/۶۳	۹۳/۱۳	۵۸/۴
۶	۶۶/۶	۰/۰۳۸۷	۰/۱		۲۱۷/۲	۲۱۵/۶۳	۹۳/۱۱	۴۷/۸
۷	۷۸/۳	۰/۰۴۰۲	۰/۱		۲۱۷/۴۳	۲۱۵/۵۳	۹۳/۰۷	۴۰/۲
۸	۱۰۲/۳	۰/۰۳۴۶	۰/۰۸۴		۲۱۸/۵۱	۲۱۶/۷۳	۹۳/۱۷	۲۷/۴
۹	۷۷/۶	۰/۰۲۵۸	۰/۰۶۵		۱۸۹/۰۶	۱۸۷/۴	۹۱/۹۴	۳۲/۴

این لایه مطابق اطلاعات پتروفیزیکی در جدول ۱، از تخلخل پایینی برخوردار است.

لایه پنج

ضخامت این لایه به‌طور متوسط ۸۶/۳ m است. متوسط تخلخل کل این لایه نسبت به سایر لایه‌ها در پایین‌ترین حد قرار دارد. این لایه از توان تولید نفت بسیار پایینی برخوردار است و در مقایسه با سایر لایه‌ها بعد از لایه ۹ ضعیف‌ترین لایه تولیدی مخزن بنگستان است.

لایه شش

ضخامت میانگین این لایه حدود ۶۶/۶ m است.

لایه هفت

ضخامت این لایه حدود ۷۸/۳ m است. اطلاعات پتروفیزیکی تخلخل و تراوایی این لایه در جدول ۱ ارائه شده است. میزان تخلخل این لایه عدد پایینی برای یک لایه خوب به‌حساب می‌آید.

لایه هشت

ضخامت میانگین این لایه حدود ۱۰۲/۳ m است. این لایه از لحاظ توان تولید نفت به‌عنوان لایه تولیدی نسبتاً خوب محسوب می‌شود.

لایه نه

ضخامت این لایه به‌طور متوسط ۷۷/۶ m است. این لایه در بین سایر لایه‌های این مخزن پایین‌ترین کیفیت مخزنی از لحاظ تولید نفت را دارا است. اطلاعات ضخامت، تراوایی و تخلخل برای هر یک از لایه‌ها در جدول ۱ ارائه شده است.

پیش‌بینی مدل ژئومکانیکی یک بعدی

اولین و بهترین روش افزایش بهره‌روی در مخازن غیرمتعارف با نفوذپذیری پایین شکست هیدرولیکی است. موفقیت پروژه‌های شکست هیدرولیکی به‌شدت به مدل ژئومکانیکی مخزن بستگی دارد [۱۸]. یک مدل جامع ژئومکانیکی مخزن شامل وضعیت تنش و فشار منفذ به‌صورت تابعی از عمق، خصوصیات سنگ از جمله پارامترهای مرتبط با تغییر شکل سنگ شامل مدول‌های الاستیک و پارامترهای مقاومتی سنگ مانند مقاومت فشاری تک محوری، مقاومت کششی و زاویه اصطکاک داخلی سنگ است. دست‌یابی به چنین اطلاعات کاملی همیشه آسان نیست. لذا ساخت مدل ژئومکانیکی مخازن همواره با عدم قطعیت همراه است.

1. Thermography

بـر ایـن اسـاس لازم اسـت داده‌هـای مـورد نیـاز از اطلاعـات موجـود تخمیـن زده شـوند تـا شـرایط شبیه‌سـازی بـه شـرایط واقعـی مخـزن نزدیـک باشـد. ازآنجایی‌کـه مشـخصات لایـه‌ای کـه قـرار اسـت عملیـات شکسـت هیدرولیکـی در آن انجـام شـود، در موفقیت‌آمیـز بـودن عملیـات نقـش مسـتقیم دارد، بـا اسـتفاده از اطلاعـات موجـود و نتایـج به‌دسـت آمـده از ایـن بخـش سـعی خواهـد شـد، لایـه یـا لایه‌هـای مناسـب بـرای عملیـات شکسـت هیدرولیکـی انتخـاب شـود.

تخمین خواص ژئومکانیکی مخزن مورد مطالعه

در میـدان مـورد مطالعـه بـا تکیـه بـر نتایـج موجـود و بـا اسـتفاده از روابـط تجربـی پارامترهـای مهـم در تعییـن لایـه کاندیـد جهـت انجـام عملیـات شکسـت هیدرولیکـی تعییـن شـد. در تعییـن ایـن پارامترهـا بـا توجـه بـه داده‌هـای چاه‌نگارهـای تخلخـل و چگالـی از لایه‌هـای مخـزن پارامترهـای دیگـر تخمیـن زده شـدند. ازآنجایی‌کـه تعییـن سـرعت مـوج برشـی و فشـاری در به‌دسـت آوردن دیـد روشـن‌تر از مخـزن و در نتیجـه اتخـاذ تصمیم‌هـای درسـت در فازهـای مختلـف اکتشـاف و تولیـد نقـش کلیـدی دارد، اندازه‌گیـری ایـن پارامترهـا در مخـزن می‌توانـد کمـک قابـل توجهـی بـه مطالعـات ژئومکانیکـی نمایـد [۲۰-۲۱]. بـا ایـن حـال اسـتفاده از روابـط تجربـی در ایـن خصـوص می‌توانـد راه‌گشـا باشـد. در جـدول ۲ پارامترهـای مقاومـت فشـاری تـک محـوری، زاویـه اصطـکاک داخلـی، سـرعت عبـور مـوج فشـاری و برشـی، چسـبندگی و مـدول الاستیسـیته در میـدان مـورد مطالعـه ارائـه شـده اسـت.

تعیین جهت و مقدار تنش‌های برجا

محاسبه فشار منفذی در مخزن مورد مطالعه

ازآنجایی‌کـه گرادیـان فشـار منفـذی در سـازندهای هیدروکربنـی در حـدود ۰/۳۵ psi/ft اسـت.

جدول ۲ تخمین پارامترهای ژئومکانیکی در مخزن مورد مطالعه

	تخلخل	UCS	زاویه اصطکاک داخلی (°)	V_p (km/s)	V_s (km/s)	C (MPa)	E (GPa)
	φ	$143.8\exp(-6.95\varphi)$	$49.03-12.6\varphi$	$\sigma_v=31.5V_p-63.7$	$V_s(km/s)=\frac{V_P}{1.9}$	$C=\frac{5(V_P-1)}{\sqrt{V_P}}$	$E=10.67V_P-18.71$
لایه / مرجع	-	[۱۴]	[۱۵]	[۱۶]	[۱۷]	[۱۹]	[۱۶]
۱	۰/۰۵۷	۹۶/۷۶	۴۸/۳	۵/۰۹۴	۲/۶۸۱	۹/۰۷	۳۵/۶۴
۲	۰/۰۵۱۹	۱۰۰/۲۶	۴۸/۳۸	۵/۲۰۵	۲/۷۳۹	۹/۲۲	۳۶/۸۳
۳	۰/۰۴۷۵	۱۰۳/۳۷	۴۸/۴۳	۵/۳۰۴	۲/۷۹۱	۹/۳۴	۳۷/۸۸
۴	۰/۰۲۶۴	۱۱۹/۶۹	۴۸/۷	۵/۸۲۲	۳/۰۶۴	۹/۹۹	۴۳/۴۱
۵	۰/۰۲۲۵	۱۲۲/۹۸	۴۸/۷۵	۵/۹۲۶	۳/۱۱۹	۱۰/۱۲	۴۴/۵۳
۶	۰/۰۳۸۷	۱۰۹/۸۹	۴۸/۵۴	۵/۵۱۱	۲/۹۰۰	۹/۶۱	۴۰/۰۹
۷	۰/۰۴۰۲	۱۰۸/۷۵	۴۸/۵۲	۵/۴۷۵	۲/۸۸۱	۹/۵۶	۳۹/۷۰
۸	۰/۰۳۴۶	۱۱۳/۰۶	۴۸/۵۹	۵/۶۱۲	۲/۹۵۳	۹/۷۳	۴۱/۱۷
۹	۰/۰۲۵۸	۱۲۰/۱۹	۴۸/۷۰	۵/۸۳۸	۳/۰۷۳	۱۰/۰۱	۴۳/۵۸

* در جدول فوق φ تخلخل، $V_p\left(\frac{km}{s}\right)$ سرعت موج فشاری، $V_s\left(\frac{km}{s}\right)$ سرعت موج برشی، c چسبندگی و E مدول الاستیسیته است.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۰۷-۹۲

میزان فشار منفذی لایه‌های دربرگیرنده محاسبه گردید.

محاسبه تنش روباره یا تنش قائم

در مخازنی که معمولاً در اعماق زیادی قرار دارند، معمولاً تنش اصلی حداکثر، تنش روباره است. برای محاسبه تنش روباره می‌توان از داده‌های چاه‌نگار چگالی استفاده کرد. در صورت فقدان این اطلاعات، مقدار چگالی را در طول عمق می‌توان توسط خرده‌های حفاری و یا ستون سنگ‌شناسی تخمین زد. همچنین، می‌توان از روابط تجربی ارائه شده در این زمینه استفاده کرد. در این پژوهش، از مقادیر میانگین چگالی برای هر لایه مطابق داده‌های چاه‌نگار چگالی استفاده شد.

محاسبه تنش افقی حداقل

در میدان مورد مطالعه، به‌دلیل اینکه آزمایش‌های شکست هیدرولیکی انجام نشده است، مقدار تنش اصلی حداقل با استفاده از روابط پوروالاستیک محاسبه گردید [۲۲]. معروف‌ترین رابطه پوروالاستیک برای تخمین تنش برجای افقی حداقل، رابطه ایتون (رابطه ۱) است که در این پژوهش برای تخمین تنش اصلی حداقل Shmin مورد استفاده قرار گرفت [۲۳].

$$S_{hmin} = \left(\frac{\upsilon}{1-\upsilon}\right)(S_V - P_P) + P_P \quad (1)$$

محاسبه تنش افقی حداکثر

با توجه به رابطه اکونومیدس و نولته و آگاهی از مقادیر تنش برجای افقی حداقل و فشار منفذی، تنش فشاری حداکثر برای مخزن مورد مطالعه تعیین گردید (رابطه ۲) [۲۴].

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_P + 0.1(S_{hmin} - P_P) \quad (2)$$

در جدول ۳ مقادیر تنش‌های برجای تعیین شده در مخزن مورد مطالعه ارائه شده است.

تحلیل میدان تنش

پروفیل تنش و میزان اختلاف تنش‌های برجا در لایه‌های مختلف کاربرد بسیار مهمی در تعیین نحوه انتشار و هندسه شکستگی‌های ایجاد شده طی یک فرآیند شکافت هیدرولیکی دارد. با توجه به نتایج به‌دست آمده از تخمین مقادیر تنش‌های برجا در میدان مورد مطالعه، تنش بزرگتر برابر تنش روباره، تنش میانی برابر تنش افقی حداکثر و تنش کوچکتر برابر تنش افقی حداقل است.

جدول ۳ مقادیر تنش‌های برجای تعیین شده در مخزن مورد مطالعه

	دانسیته	فشار آب حفره‌ای (MPa)	S_v (MPa)	S_{hmin} (MPa)	S_{Hmax} (MPa)
	ρ_b		$S_V = \int_0^z \rho(z)dz$	$S_{hmin} = \left(\frac{\vartheta}{1-\vartheta}\right)(S_V - P_P) + P_P$	$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_P + 0.1(S_{hmin} - P_P)$
مرجع / لایه	-	-	-	[۱۹]	[۱۹]
۱	۲/۶۲	۱۶/۳۹	۵۷/۱۳	۱۶/۸۹	۱۷/۹۵
۲	۲/۶۳	۱۶/۸۱	۵۸/۶۳	۱۸/۵۱	۲۲/۰۸
۳	۲/۶۴	۱۷/۰۶	۵۹/۴۹	۱۷/۷۷	۱۹/۲۵
۴	۲/۷۰	۱۷/۸۵	۶۲/۳۵	۱۹/۶۹	۲۳/۵۵
۵	۲/۷۲	۱۸/۴۹	۶۴/۶۵	۱۹/۳۱	۲۱/۰۴
۶	۲/۶۷	۱۸/۹۸	۶۶/۳۹	۲۱/۳۵	۲۶/۳۲
۷	۲/۶۶	۱۹/۵۵	۶۸/۴۴	۲۱/۸۵	۲۶/۶۷
۸	۲/۶۸	۲۰/۳۱	۷۱/۱۳	۲۳/۳۳	۲۹/۶۹
۹	۲/۷۲	۲۰/۸۸	۷۳/۱۹	۲۱/۸۶	۲۳/۹۲

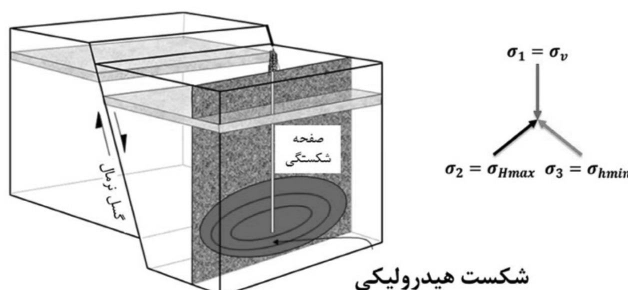
براساس مقادیر تنش‌های برجا به‌دست آمده در میدان مورد مطالعه رژیم تنش گسلش نرمال $(S_v < S_H < S_h)$ است. در این رژیم تنشی، شکست هیدرولیکی عمودی و موازی با تنش افقی حداکثر اتفاق می‌افتد (شکل ۱).

تعیین جهت تنش‌های برجا در میدان مورد مطالعه

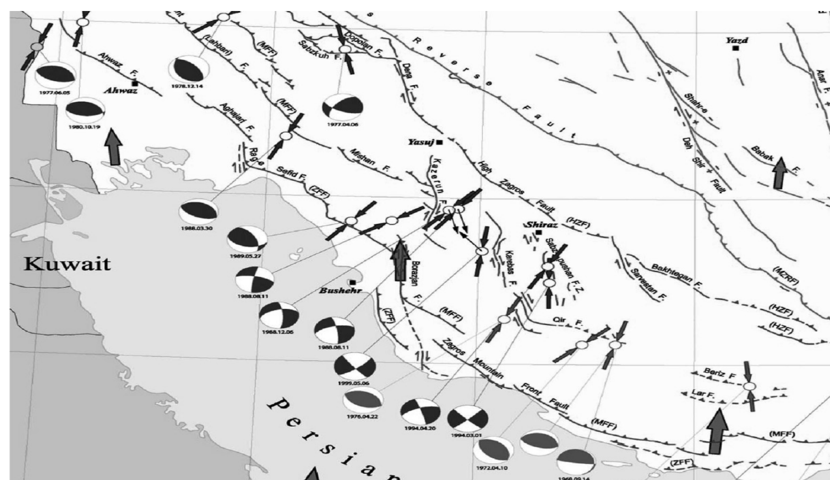
- نقشه‌های زمین‌شناسی (نقشه گسلش): جهت تنش اصلی حداکثر هم جهت با شیب گسل معکوس است، بنابراین با توجه به گسل‌های معکوس موجود و جهت شیب آنها که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، می‌توان نتیجه گرفت که در مناطق جنوب غرب و جنوب ایران به‌ترتیب جهت تنش اصلی حداکثر در جهت شمال شرق و شمال است.

- تعیین جهت تنش‌های برجا در مخزن مورد مطالعه با استفاده از نقشه تنش‌های جهان: در میدان مورد مطالعه نیز می‌توان برای تعیین جهت تنش‌های برجا از نقشه تنش‌های جهان استفاده کرد. لازم به ذکر است که میزان خطا و اشتباه در جهت‌های SH_{max} به‌دست آمده از سازوکار کانونی زمین‌لرزه در مناطق تصادم قاره‌ای، از جمله جنوب و جنوب غربی ایران حداقل است. بررسی مکانیزم کانونی زمین‌لرزه در پروژه WSM (نقشه جهانی تنش) نشان می‌دهد که جهت تنش افقی حداکثر در میدان مورد مطالعه عمدتاً در جهت NE-SW قرار دارد (شکل ۳).

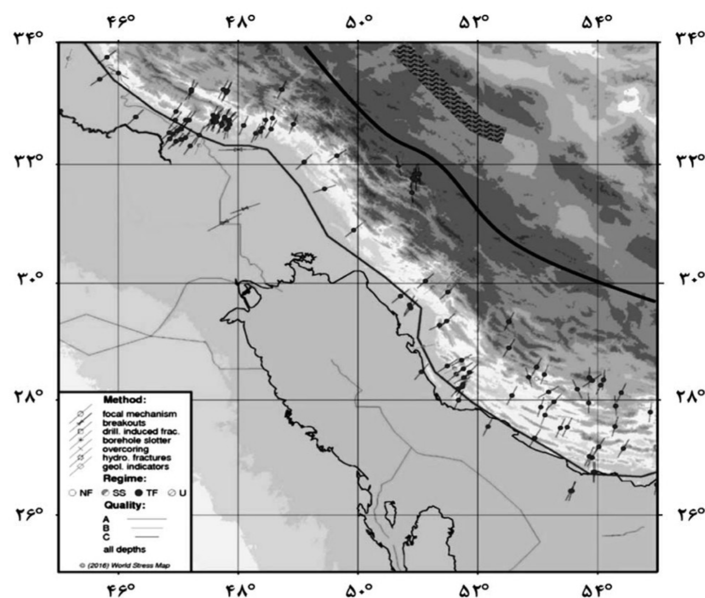
- تفسیر نمودارهای تصویری (OBMI-UBI): منظور اصلی از به‌کارگیری این نمودارهای تصویری تشخیص شکستگی‌های طبیعی و اندازه‌گیری شیب‌های ساختمانی و دیگر پدیده‌های زمین‌شناسی موجود در مخزن بنگستان است. براساس مشاهدات تفسیرهای زمین‌شناسی و پتروفیزیکی از این نمودارها از عمق ۱۹۳۶/۴ تا ۲۴۵۷ m سازند سروک در میدان مورد مطالعه به‌طور خلاصه به شرح زیر است:



شکل ۱ سازوکار شکست هیدرولیکی در رژیم تنش گسلش نرمال.



شکل ۲ گسل‌های معکوس موجود و جهت شیب آنها در مناطق جنوب و جنوب غربی ایران [۲۵].



شکل ۳ جهت‌یابی حداکثر تنش افقی در ایران از نقشه جهانی پایگاه داده تنش [۲۶].

- میانگین شیب لایه‌بندی در کل چاه ۹ درجه در جهت S33W است. غالب لایه‌ها دارای امتداد N57W-S57E می‌باشند.

- در کل ضخامت حفاری شده سازند آهکی سروک ۲۱۸ شکستگی باز مشاهده می‌شوند. شیب غالب شکستگی‌ها بین ۵۲ تا °۷۸ است که اکثراً در جهت N58W و امتداد N32E-S32W می‌باشند.

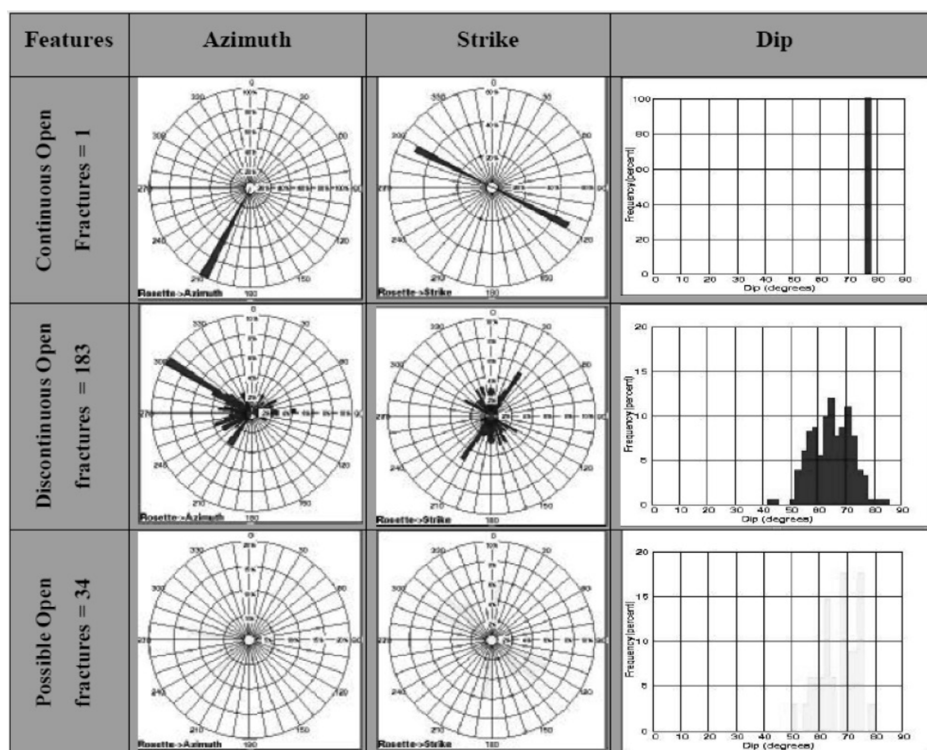
- تقسیم‌بندی کل شکستگی‌ها براساس ارتباط امتدادشان نسبت به امتداد لایه‌بندی و الگوی شکستگی‌های مرتبط با چین، در سه دسته شکستگی قابل مشاهده است. اگرچه تعداد دیگری شکستگی با امتدادهای پراکنده و متفرقه نیز دیده می‌شوند. دسته اول شکستگی‌ها با امتداد کلی N57W-S57E، دارای امتدادی تقریباً برابر با امتداد لایه‌بندی هستند و از نوع شکستگی‌های امتدادی یا طولی[۱] می‌باشند، تعداد کم.

دسته دوم شکستگی‌ها با امتداد N20W-S20E نسبت به امتداد لایه‌بندی به‌صورت مورب قرار گرفته‌اند و از جمله شکستگی‌های مورب[۲] محسوب می‌گردند، تعداد بسیار کم (شکل‌های ۴ و ۵).

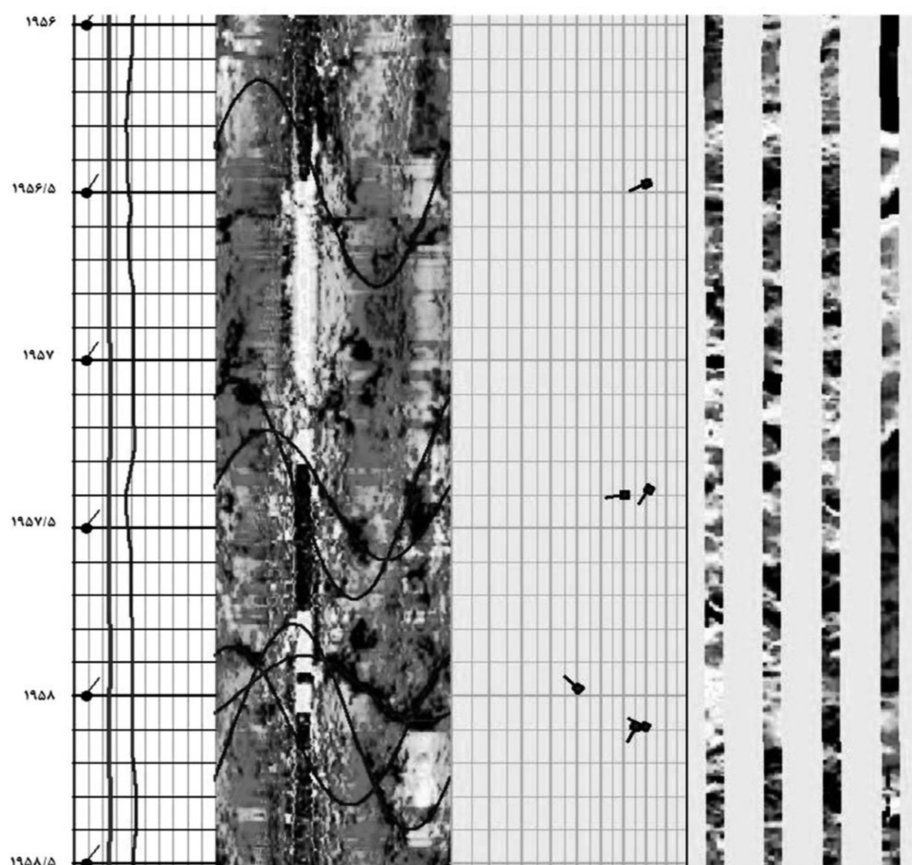
دسته سوم با امتداد N32E-S32W جزء شکستگی‌های عرضی می‌باشند[۳] که امتداد آنها عمود بر امتداد لایه‌بندی بوده و اکثر شکستگی‌ها متعلق به این دسته می‌باشند.

- با توجه به داده‌های مربوط به ریزش دیواره[۴] و شکستگی‌های القایی[۵] جهت کمترین تنش افقی وارد بر حفره چاه در امتداد NW-SE و جهت بیشترین تنش افقی در امتداد NE-SW است که با امتداد کلی چین‌خوردگی‌های زاگرس مطابقت دارد (شکل‌های ۶ و ۷). در این چاه یک گسل احتمالی (در عمق ۲۴۱۰ m) مشخص گردید که برای تأیید نیاز به شواهد تکمیلی دارد. قابل ذکر است در حد فاصل گسلش حداکثر مقدار هرزروی گل گزارش شده است. در جدول ۴ اطلاعات مربوط به شکستگی‌های باز حاصل از تفسیر نمودارهای تصویری OBMI-UBI یکی از چاه‌های میدان مورد مطالعه خلاصه شده است. در شکل ۸ پدیده ریزش دیواره چاه برروی نمودارهای گل سرخی و استریونت در چاه شماره ۱۴۶ میدان نفتی بی بی حکیمه مخزن سروک نشان داده شده است.

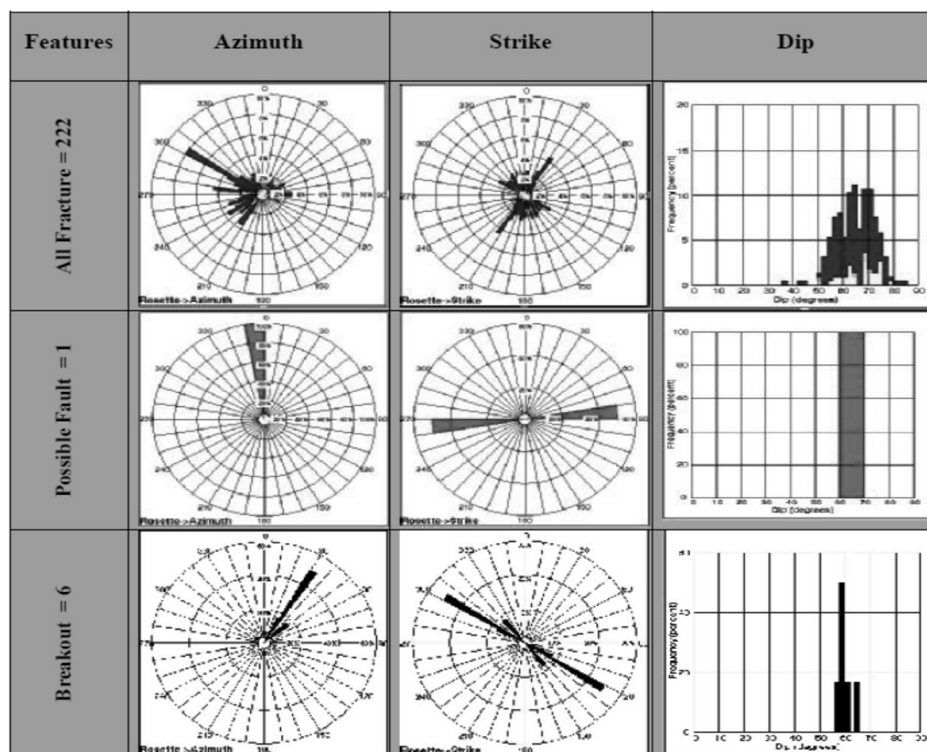
1. Longitudinal
2. Oblique
3. Transversal
4. Borhole Breakout
5. Induced Fractures



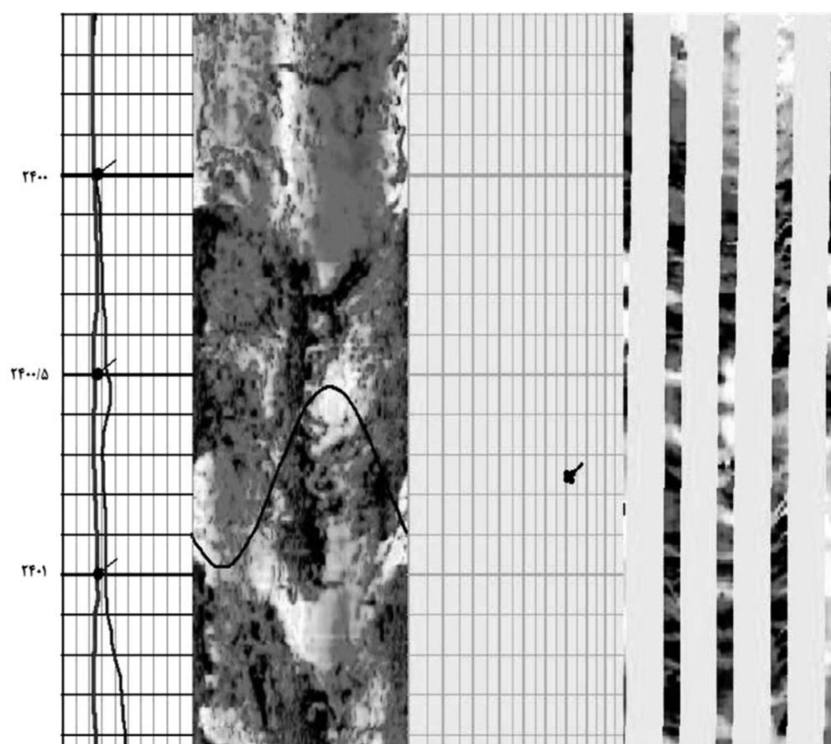
شــکل ۴ اطلاعـات مربـوط بـه تعـداد، شـیب، جهـت و امتـداد انـواع شکسـتگی‌های بـاز در فاصلـه نمودارگیـری شـده در یکـی از چاه‌هـای میـدان مـورد مطالعـه در مخـزن سـروک.



شکل ۵ نمونه‌ای از انواع شکستگی‌های باز برروی نمودار تصویری UBI.



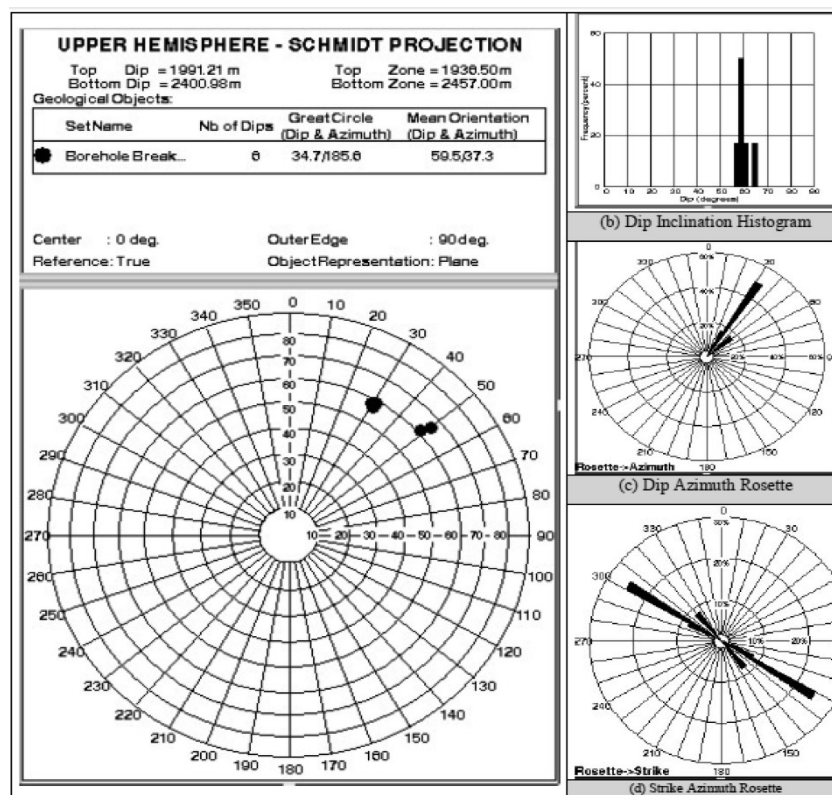
شـــکل ۶ اطلاعـات مربـوط بـه تعـداد، شـیب، جهـت و امتـداد انـواع شکسـتگی‌ها، گسـل و شکسـتگی‌های حاصـل از کمتریـن تنـش (ریـزش دیـواره چـاه) در فاصلـه نمودارگیـری شـده در یکـی از چاه‌هـای میـدان مـورد مطالعـه در مخـزن سـروک.



شـــکل ۷ نمایـش نمونـه‌ای از شکسـتگی‌های حاصـل از کمتریـن تنـش افقـی (ریـزش دیـواره چـاه) وارد بـر حفـره چـاه بـرروی تصویـر نمـودار UBI در یکـی از چاه‌هـای میـدان مـورد مطالعـه در مخـزن سـروک.

جـــدول ۴ اطلاعـات مربـوط بـه شکسـتگی‌های بـاز حاصـل از تفسـیر نمودارهـای تصویـری OBMI-UBI یکـی از چاه‌هـای میـدان مـورد مطالعـه.

نوع شکستگی اصلی	دسته	دسته‌شکستگی	میانگین امتداد غالب	محدوده شیب	زاویه شیب غالب	زاویه آزیموت غالب/میانگین
	۱	طولی	N55W-S55E	۵۲-۸۰	۶۸	S35W
	۲	مورب	شمالی-جنوبی	۴۵-۷۵	۶۳	شرقی
شکستگی‌های باز	۳	عرضی	N35E-S55W	۵۳-۸۰	۶۵	N55W



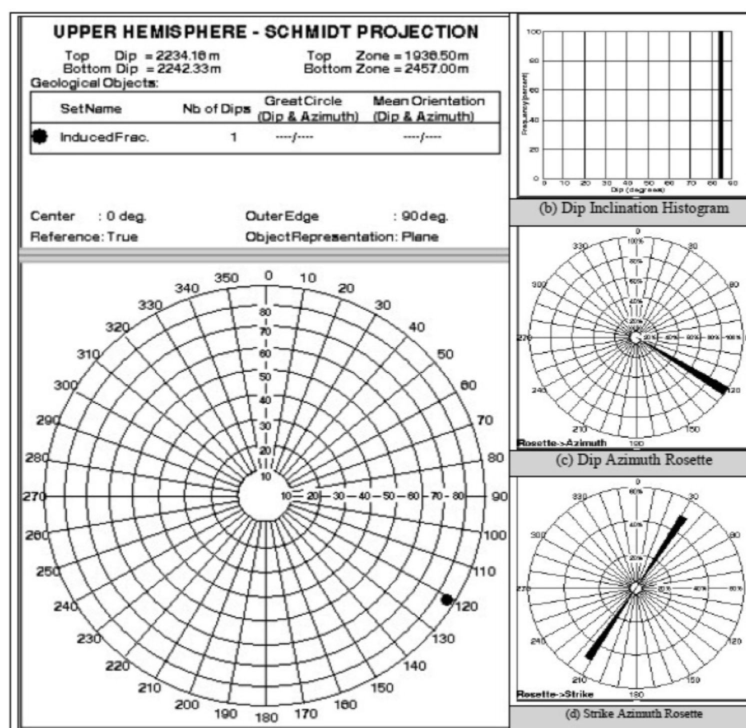
شــکل ۸ نمایـش پدیـده ریـزش دیـواره چـاه بـرروی نمودارهـای گل سـرخی و اسـتریونت در یکـی از چاه‌هـای میـدان مـورد مطالعـه در مخـزن سـروک.

همان‌طـور کـه مشـخص اسـت ریـزش دیـواره چـاه بـا جهـت امتـداد چین‌خوردگی‌هـای زاگـرس (جهـت کمتریـن تنـش افقـی) مطابقـت دارد. همچنیـن در شـکل ۹ تصویـری از پدیـده شکسـتگی القایـی بـرروی نمودارهـای گل سـرخی، هیسـتوگرام و اسـتریونت در یکـی از چاه‌هـای میـدان نفتـی مـورد مطالعـه مخـزن سـروک ارائـه شـده اسـت. مطابـق بـا ایـن شـکل مشـخص اسـت شکسـتگی القایـی تقریبـاً بـا جهـت امتـداد چین‌خوردگی‌هـای زاگـرس (جهـت بیشـترین تنـش افقـی) مطابقـت دارد.

انتخـاب لایه مناسـب جهـت انجـام عملیات شکسـت هیدرولیکی

فـاز ابتدایـی در هـر عملیـات شکسـت هیدرولیکـی (HF) انتخـاب بهتریـن لایه‌هـا و چاه‌هـا براسـاس مجموعـه‌ای از معیارهـا اسـت. انتخـاب لایـه کاندیـد بـرای HF نقـش اساسـی در دسـت‌یابی بـه هـدف مـورد نظـر دارد، به‌طوری‌کـه هـر گونـه تـلاش بـرای اجـرای ایـن روش بـدون انجـام مطالعـات جامـع در ایـن زمینـه بـا شکسـت مواجـه می‌شود.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۰۷-۹۲



شــکل ۹ نمایش پدیـده شکسـتگی القایـی بـرروی نمودارهـای گل سـرخی، هیسـتوگرام و اسـتریونت در یکـی از چاه‌هـای میـدان مـورد مطالعـه در مخـزن سـروک

در چنیـن مطالعاتـی در گام نخسـت بایسـتی بـا اسـتفاده از داده‌هـای موجـود مـدل ژئومکانیکـی مخـزن سـاخته شـده و بـا اسـتفاده از معیارهـای مـورد پذیـرش شـرایط هـر یـک از لایه‌هـا ارزیابـی شـود. بـر ایـن اسـاس در ایـن تحقیـق بـا در نظـر گرفتـن ۵ معیـار شـامل (۱) میـزان تخلخـل مناسـب، (۲) تنـش برجـای کـم، (۳) میـزان اشـباع آب کـم، (۴) مقاومـت فشـاری تـک محوره کـم و (۵) اختـلاف میـان تنـش افقـی حداقـل و حداکثـر کمتـر، پارامترهـای مؤثـر بـر تعییـن لایـه کاندیـد شکسـت هیدرولیکـی مطابـق جـدول ۵ به‌دسـت آمـده اسـت. در ایـن جـدول مقاومـت فشـاری تک‌محـوری (UCS) بـا تکیـه بـر رابطـه تجربـی ارائـه شـده توسـط زوبـاک به‌دسـت آمـده اسـت. بایـد توجـه داشـت کـه مقادیـر کمتـر UCS بـرای انجـام عملیـات شکسـت هیدرولیکـی مطلوب‌تـر اسـت [۲۷]. ایـن موضـوع بـه ایجـاد راحت‌تـر شکسـتگی در مناطـق بـا UCS کمتـر مرتبـط اسـت. در ایـن تحقیـق اختـلاف قابـل توجهـی بیـن مقاومـت فشـاری تـک محـوری لایه‌هـا وجـود نـدارد. هـر چنـد بـا تکیـه بـر ایـن معیـار لایه‌هـای ۱ تـا ۳ بـه جهـت کمتریـن مقـدار مقاومـت فشـاری در اولویـت انتخـاب لایـه کاندیـد قـرار دارنـد. مطابـق نتایـج به‌دسـت آمـده، در لایه‌هـای شـماره ۲، ۳ و ۸ کمتریـن میـزان اشـباع آب وجـود دارد. از طرفـی از بیـن لایه‌هـای کاندیـد (لایه‌هـای ۲، ۳ و ۸) مشـخص اسـت کـه لایـه شـماره ۲ و ۸ به‌دلیـل بالاتـر بـودن اختـلاف تنـش افقـی حداقـل و حداکثـر نمی‌تواننـد گزینـه مناسـبی باشـد. لـذا براسـاس معیـار تعریـف شـده، لایـه شـماره ۳ به‌دلیـل دارا بـودن تخلخـل بیشـتر، اختـلاف تنـش افقـی حداقـل و حداکثـر کمتـر، مقاومـت فشـاری کمتـر، تنـش برجـای به‌عنـوان لایـه دارای پتانسـیل عملیـات شکسـت هیدرولیکـی انتخـاب می‌گـردد. نتایـج ارائـه شـده در جـدول ۵ نشـان می‌دهنـد کـه لایه‌هـای مجـاور لایـه شـماره ۳ نیـز بـا توجـه بـه مشـخصات ژئومکانیکـی می‌تواننـد لایـه مانـع مناسـبی جهـت جلوگیـری از انتشـار شکسـتگی در آنهـا شـده و مانـع از تولیـد آب گردنـد. شـایان ذکـر اسـت کـه چنانچـه لایه‌هـای مجـاورِ لایـه منتخـب ضعیـف باشـند، باعـث انتشـار شکسـتگی بـه آنهـا شـده و احتمـال ایجـاد مشـکل تولیـد آب زیـاد می‌شـود.

جدول ۵ پارامترهای موثر در تعیین لایه کاندید شکست هیدرولیکی

لایه	ضخامت (m)	تخلخل	S_v (MPa)	S_{hmin} (MPa)	S_{Hmax} (MPa)	S_{Hmax} - S_{hmin}	UCS (MPa)	S_w	کیفیت	خوب
۱	۲۶/۶	۰/۰۵۷	۵۷/۱۳	۱۶/۸۹	۱۷/۹۵	۱/۰۶	۹۶/۷۶	۶۳/۶	ضعیف	خوب
۲	۵۷/۹	۰/۰۵۱۹	۵۸/۶۳	۱۸/۵۱	۲۲/۰۸	۳/۵۷	۱۰۰/۲۶	۳۷/۸	خوب	خوب
۳	۳۳/۵	۰/۰۴۷۵	۵۹/۴۹	۱۷/۷۷	۱۹/۲۵	۱/۴۹	۱۰۳/۳۷	۳۰/۶	خوب	قابل قبول
۴	۱۰۷/۷	۰/۰۲۶۴	۶۲/۳۵	۱۹/۶۹	۲۳/۵۵	۳/۸۶	۱۱۹/۶۹	۴۵/۱	ضعیف	قابل قبول
۵	۸۶/۳	۰/۰۲۲۵	۶۴/۶۵	۱۹/۳۱	۲۱/۰۴	۱/۷۳	۱۲۲/۹۸	۵۸/۴	بسیار ضعیف	پایین
۶	۶۶/۶	۰/۰۳۸۷	۶۶/۳۹	۲۱/۳۵	۲۶/۳۲	۴/۹۸	۱۰۹/۸۹	۴۷/۸	قابل قبول	پایین
۷	۷۸/۳	۰/۰۴۰۲	۶۸/۴۴	۲۱/۸۵	۲۶/۶۷	۴/۸۲	۱۰۸/۷۵	۴۰/۲	بسیار ضعیف	بسیار ضعیف
۸	۱۰۲/۳	۰/۰۳۴۶	۷۱/۱۳	۲۳/۳۳	۲۹/۶۹	۶/۳۴	۱۱۳/۰۶	۲۷/۴	قابل قبول	بسیار ضعیف
۹	۷۷/۶	۰/۰۲۵۸	۷۳/۱۹	۲۱/۸۶	۲۳/۹۲	۲/۰۶	۱۲۰/۱۹	۳۲/۴	بسیار ضعیف	بسیار ضعیف
										ضعیف

با توجه به نتایج مشخص است که لایه ۲ و ۴ به‌دلیل دارا بودن اختلاف تنش افقی حداقل و حداکثر بالاتر از لایه هدف و تنش افقی حداقل و حداکثر بالاتر نسبت به لایه هدف می‌توانند نقش لایه مانع را به خوبی ایفا نمایند. بر این اساس، لایه ۳ به‌عنوان لایه کاندید برای عملیات شکست هیدرولیکی در نظر گرفته شد. همچنین در جدول ۵ مطابق گزارش شرکت مناطق نفت خیز جنوب کیفیت مخزنی هر یک از لایه‌ها ارائه شده است. مطابق این گزارش لایه‌های ۲ و ۳ دارای کیفیت مخزنی خوب، لایه‌های ۶ و ۸ دارای کیفیت مخزنی قابل قبول، لایه‌های ۱ و ۴ دارای کیفیت مخزنی پایین و لایه‌های ۵، ۷ و ۹ دارای کیفیت مخزنی بسیار ضعیف است. مطابق با این گزارش لایه منتخب جهت عملیات شکست هیدرولیکی از کیفیت مخزنی خوبی نیز برخوردار است.

نتیجه‌گیری

در این تحقیق، به‌منظور تعیین داده‌های مورد نیاز برای انتخاب لایه مناسب جهت عملیات شکست هیدرولیکی، مدل ژئومکانیکی مناسبی با استفاده از داده‌های موجود ساخته شد. به‌منظور ایجاد این مدل، ابتدا با استفاده از نتایج تخلخل لایه‌های مختلف و با کمک روابط تجربی و ریاضی موجود خواص مکانیکی و فیزیکی سنگ همچون مدول یانگ، مقاومت فشاری تک محوری، سرعت موج فشاری و برشی، دانسیته و... تعیین شد. در ادامه، فشار منفذی سنگ با استفاده از رابطه ایتون، تنش برجای عمودی با کمک رابطه ریاضی موجود و نتایج دانسیته متوسط تعیین شده برای هر یک از لایه‌ها، تنش افقی حداقل و حداکثر با استفاده از روابط پورواالاستیک و... تعیین گردید. همچنین با تکیه بر مقادیر تنش‌های برجای به‌دست آمده رژیم تنش برای فاصله عمقی مورد مطالعه، رژیم تنش نرمال شناخته شد. در انتها براساس نتایج حاصله لایه ۳ مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه به‌عنوان لایه هدف جهت عملیات شکست هیدرولیکی تعیین شد.

تشکر و قدرانی

نگارندگان از پردیس بالادستی پژوهشگاه صنعت نفت برای ارائه اطلاعات و داده‌های مورد نیاز تحقیق حاضر تشکر می‌نمایند.

مراجع

[1]. Ezati M, Azizzadeh M, Riahi M A, Fattahpour V, Honarmand J (2020) A new workflow to quantitative 3D screening of suitable zones for hydraulic fracturing, Arabian Journal of Geosciences, 13, 18: 1-12.
[2]. Dehghan A N, Goshtasbi K, Ahangari K, Jin Y, Miskimins J (2016) Mechanism of fracture initiation and propagation using a tri-axial hydraulic fracture test system on the cement blocks, Journal of Petroleum Research, 25, 85-2: 180-189.
[3]. Shahbazi K, Abdideh M, Hadipoor M (2017) Modelling hydraulic fracturing process in one of the Iranian southwest oil reservoirs, Applied Earth Science, 126, 3: 108-117.
[4]. Alipour M, Bohluli B (2010) Geomechanic in petroleum engineering. application: application, Hydrau-lic fracturing and Geomechanical Modeling, NIOC Journal of Exploration and Production, 86: 27-29.
[5]. Zoveidavianpoor M, Samsuri A, Shadizadeh S R (2012) Development of a fuzzy system model for candidate-well selection for hydraulic fracturing in carbonate reservoir, SPE oil and gas India conference and exhibition, Mumbai, India.
[6]. Shadizadeh S R, Habibnia B A, Syllabee R (2009) Investigation and selection of suitable layers in bang-estan reservoir for hydraulic fracturing operation, Scientia Iranica, Transaction C, Chemistry, Chemical Engi-neering, 16, 2: 149.
[7]. Heydarabadi F R, Moghadasi J, Ashena R (2010) Criteria for selecting a candidate well for hydraulic fracturing, the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition Held in Tinapa, Calabar, Nigeria, 31, Paper SPE 136988.
[8]. Amiri H, Ramezanzadeh A, Chamanzad M, Parhizgar M (2021) Recognizing the best intervals for hy-draulic fracturing using a new fracability index, Journal of Petroleum Exploration and Production, 1-9.
[9]. Hashemi A, Shadizadeh S R, Ziveidavianpoor M (2012) A local computerized multi-screening of vas amount of data to select hydraulic fracturing candidates in iranian carbonate oil fields, International Journal of Computer Application, 39, 8: 37-45.
[10]. Mousavi B, Yazdjerdi K, Abdideh M, Tabatabaei H (2020) The effect of sufficient barrier layers on hydraulic fracturing design efficiency in one of the Iranian South hydrocarbon reservoirs, Iranian Journal of Earth Sciences, 12, 1:, 42-53.
[11]. Berberian M, King G C P (1981) Towards a paleogeography and tectonic evolution of Iran, Canadian Journal of Earth Sciences, 18: 210-265.
[12]. Berberian M (1995) Master Blind thrust faults hidden under the Zagros folds: active basement tectonics and surface morphotectonics, Tectonophysics 241: 193-224.
[13]. Beydoun Z R, Hughes Clarke M W, Stonely R (1992) Petrolueum in the Zagros Basin: a late Tertiary Forland Basin overprinted on to theouter edge of a vast hydrocarbon-rich Paleozoic-Mesozoic Passive-margin shelf, in Macqueen, R. W., and Leckie, D. A., editors, Foreland basins and fold belts: American Association of Petroleum Geologist Memoir 55: P.309-339.
[14]. Zoback M D (2007) Reservoir geomechanics, New York, USA: Cambridge University Press, 449.
[15]. Ameen M S, Smart B G D, Somerville J M, Hammilton S, Naji N A (2009) Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia), Marine and Petroleum Geology 26: 430-444.
[16]. Yasar E, Erdogan Y (2004) Correlating sound velocity with the density, compressive strength and Young's modulus of carbonate rocks, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 41: 871-875.
[17]. Pickett G R (1963) Acoustic character logs and their applications in formation evaluation, Journal of Petroleum Technology, 15, 06: 659-667.
[18]. Ektefa G, Shahbazi K (2020) Hydraulic fracturing process in tight base shale of asmari formation in Ahwaz Oilfield, Journal of Petroleum Science and Technology, 10, 2: 49-55.
[19]. Lal M (1999) Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas,Venezuela, SPE 54356.
[20]. Lakirouhani A, Asemi F, Zohdi A (2018) Relationship between grain size and physical properties of dolomites in order to geomechanics study of dolomite reservoirs, Journal of Petroleum Research, 28, 1-97: 150-161.
[21]. Lakirouhani A, Asemi F, Zohdi A, Medzvieckas J, Kliukas R (2020) Physical parameters, tensile and compressive strength of dolomite rock samples: influence of grain size, Journal of Civil Engineering and Management, 26, 8: 789-799.
[22]. Archer S, Rasouli V (2012) A log based analysis to estimate mechanical properties and in-situ stresses in a shale gas well in North Perth Basin, 1st International Conference on Petroleum and Mineral Resources, Kurdistan, Iraq: University of Koya.

[23]. Eaton B.A (1969) Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. Journal of Petroleum Technology, 21, 10: 1353-1360, doi.org/10.2118/2163-PA.
[24]. Economides M J, Nolte K G (2000) Reservoir stimulation. Chichester, England: John Wiley and Sons.
[25]. Hessami K, Jamali F, Tabassi H (2003) Map of major active faults of Iran, International Institute of Earthquake Engineering and Seismology, 8, 1, 1: 1-11.
[26]. Heidbach O, Barth A, Müller B, Reinecker J, Stephansson O, Tingay M, Zang A (2016) WSM quality ranking scheme, database description and analysis guidelines for stress indicator.
[27]. Darvish H, Nouri-Taleghani M, Shokrollahi A, Tatar A (2015) Geo-mechanical modeling and selec-tion of suitable layer for hydraulic fracturing operation in an oil reservoir (south west of Iran), Journal of African Earth Sciences, 111: 409-420, doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2015.08.001.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۲۵-۱۰۸

بررسی عملکرد و میزان پایداری لایه‌های کاتالیستی $Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2$ تهیه شده به‌روش رسوب فیزیکی بخار در فرآیند رفرمینگ خشک متان

محمدجعفر مرادی[۱]، غلامرضا مرادی[*۲]، امیر حیدری نسب[۱] و علیمراد رشیدی[۳]
۱- دانشکده نفت و مهندسی شیمی، دانشگاه علوم تحقیقات تهران، ایران
۲-مرکز تحقیقات کاتالیست، دانشکده نفت و پتروشیمی، دانشگاه رازی، کرمانشاه، ایران
۳- مرکز توسعه علوم و فناوری‌های نانوکربن، پردیس پژوهش و توسعه صنایع پایین دستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۵/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۱۵

چکیده

در این مطالعه عملکردکاتالیستی لایه‌های نازک $Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2$ در فرآیند رفرمینگ خشک متان با استفاده از یک رآکتور میکروکانال مورد بررسی قرار گرفت که برای تهیه نانو ساختارها از روش رسوب فیزیکی بخار استفاده گردید. بدین منظور در ابتدا لایه‌های نازک $Al_2O_3-ZrO_2$ جهت تشکیل پایه کاتالیست برروی صفحات استیل ضد زنگ لایه نشانی شدند ودر ادامه ترکیب دو فلزی Ni-Co با نسبت‌های وزنی ۲/۵٪، ۵٪ و ۷/۵٪ کبالت نسبت به نیکل در زمان‌های مختلف لایه نشانی ۲ min، ۳ min، ۴ min، برروی پایه کاتالیست لایه نشانی شد. طراحی آزمایش‌ها به‌روش باکس-بنکن انجام و آزمایش‌های رآکتوری در دمای ۷۰۰ ˚C، ۷۵۰ ˚C، ۸۰۰ ˚C، فشار یک اتمسفر و میزان دبی خوراک ۱۰ mL/min به‌منظور بررسی اثر پارامترهای مختلف همچون (زمان لایه نشانی (t)، درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) و دمای واکنش (T)) بر میزان فعالیت و پایداری کاتالیست مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج نشان داد که در زمان لایه نشانی t= ۴ min و درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل برابر X= ٪۵ ودمای واکنش T= ۸۰۰ ˚C بیشترین میزان فعالیت و پایداری کاتالیست حاصل می‌گردد.

کلمات کلیدی: رفرمینگ خشک متان، رآکتور میکرو کانال، رسوب فیزیکی بخار،لایه‌های نازک $Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2$

مقدمه

تولید گاز سنتز با استفاده از گازهای گلخانه ای یک موضوع جذاب و چالش برانگیز در برخورد با مسایلی مانند گرم شدن زمین و آثار نامطلوب مربوط به آن است [۱]. رفرمینگ خشک متان فرآیند اصلی تولید گاز سنتز با نسبت مولی یک است که از مهم‌ترین مزایای آن می‌توان به بالا بودن خلوص مونوکسید کربن تولیدی اشاره کرد [۲]. از مصارف عمده گاز سنتز تهیه شده با این روش می‌توان به فرآیندهای تولید متانول، دی متیل اتر، واکنش

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی gmoradi@razi.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4872.3175)

فیشر- تراپش[1] و کربنیل‌دار کردن[2] اشاره کرد [۳]. مشکل اصلی در فرآیند رفرمینگ خشک متان، رسوب کربن است. هم دی اکسید کربن و هم متان به‌عنوان دو واکنش دهنده این فرآیند دارای عنصرکربن بوده که در اثر واکنش رسوب‌کرده و باعث غیرفعال شدن کاتالیست می‌گردند [۴ و ۵]. باوجود مقاومت بالای فلزات نجیب در برابر رسوب کربن،کاربردشان در مقیاس بزرگ به‌دلیل هزینه بالای آن‌ها چندان مقرون‌به‌صرفه نیست. از طرف دیگر، فلزات غیرنجیب همانند نیکل فعالیت کاتالیستی بالاو مقرون به‌صرفه‌ای را ازخود نشان می‌دهند درحالی‌که رسوب کربن در آن‌ها بالاست [۶ و ۷]. این کاتالیست‌ها با توجه به تجزیه متان و واکنش بودوارد در رفرمینگ خشک متان مستعد تشکیل کک بوده که پایداری کاتالیست را تا حدی کاهش می‌دهد [۸-۱۰]. از آنجا که در فرآیند رفرمینگ خشک متان استفاده از پایه در افزایش فعالیت کاتالیستی و جلوگیری از رسوب کربن نقش کلیدی بازی می‌کند، لذا در بسیاری از موارد از گاما آلومینا به‌عنوان پایه در کاتالیست‌های نیکل بنیان استفاده شده است [۱۱-۱۳]. تاکنون مطالعات مختلفی به‌منظور بهبود عملکرد کاتالیست Ni/Al_2O_3 انجام شده که یکی از اساسی‌ترین آنها اضافه نمودن تقویت‌کننده‌ها است [۱۴-۱۶]. در میان تقویت‌کننده های متفاوت مورد استفاده برای کاتالیست‌های نیکل بنیان، زیرکونیا و کبالت مورد توجه ویژه ای قرار گرفته‌اند [۱۷-۱۹]. اضافه کردن مقدار مناسب تقویت‌کننده کبالت به خاطر ایجاد برهم‌کنش قوی بین پایه و فلز،کنترل وکاهش اندازه ذرات و افزایش مقاومت در برابر تشکیل کک، سبب افزایش فعالیت کاتالیستی می‌گردد [۲۰ و ۲۱]. زیرکونیا نیز با توجه به خواص اکسایش-کاهش بالای خود و تحرک اکسیژن خوب، سبب افزایش پراکندگی و همچنین تسهیل درگازی شدن گونه‌های کربن و جلوگیری از رسوب آن می‌شود [۲۲ و ۲۳]. از طرف دیگر، رفرمینگ خشک متان اغلب در رآکتورهای بستر ثابت انجام می‌شود. اندازه‌های متفاوت ذرات کاتالیزوری در این نوع راکتورها و پراکندگی تصادفی آنها در بستر، منجر به ایجاد الگوهای جریان ناهموار و تشکیل نقاط داغ وگرادیان حرارتی بالا در واکنش‌های گرمازا می‌شود. برای رفع مشکلات مربوط به رآکتورهای بستر ثابت، رآکتورهای ساختاری به‌عنوان جایگزین‌های ارزشمند در فرآیندهای مختلف معرفی شده است [۲۴]. رآکتورهای میکروکانال یک مورد از انواع مختلف رآکتورهای ساختار یافته می‌باشند. یکی از اصلی‌ترین مشخصات رآکتورهای میکروکانال نسبت سطح به حجم بالای آن‌ها است. ازاین‌رو می‌توان عملکرد حرارتی بالایی را از آن‌ها انتظار داشت. بنابراین، در واکنش‌های گرمازا از تشکیل نقاط گرم درون رآکتور و ایجاد گرادیان‌های حرارتی بالا جلوگیری می‌شود. مهم‌ترین نتیجه این موضوع می‌تواند افزایش دمای عملیاتی و افزایش تبدیل واکنش باشد. ازآنجاکه کاتالیست داخل این‌گونه ساختارها به‌صورت یک لایه نازک، سطح فلزی را پوشش می دهد، رآکتور افت فشار بسیار کمتری را نسبت به هنگامی‌که از رآکتور بستر ثابت استفاده می‌شود، تجربه می‌کند [۲۵]. روش رسوب فیزیکی بخار روش نوینی برای لایه نشانی مواد مختلف به‌شمار می‌آید. با استفاده از این روش می‌توان به‌صورت فیزیکی برروی سطح زیرلایه‌های متنوع، لایه‌های نازک ایجاد نمود و پوششی بسیار یکنواخت با چسبندگی مناسب فراهم کرد [۲۶]. رضایی و همکارانش [۲۷] فرآیند رفرمینگ خشک متان را با لایه نشانی کاتالیست Ni/Al_2O_3 به‌روش کندوپاش مغناطیسی فرکانس رادیویی[3] (که از روش‌های رسوب فیزیکی بخار است) در یک رآکتور میکروکانال مورد بررسی قرار دادند. نتایج مقایسه عملکرد رآکتور میکرو کانال با رآکتور بستر ثابت نشان داد که رآکتور میکرو کانال به‌دلیل کاهش در

1. Fischer–Tropsch Reaction
2. Carboxylation
3. Radio Frequency (RF) Magnetron Sputtering

مصرف کاتالیست، کاهش زمان ماند و افزایش سرعت فضایی می‌تواند به یک جایگزین خوب برای راکتورهای بستر ثابت در جهت بهبود فرآیند تبدیل شود. از طرفی با استفاده از روش لایه نشانی کاتالیست می‌توان به پراکندگی بالایی از فلزات برروی زیر لایه دست یافت. در نهایت و در این مطالعه سعی بر آن شد تا برای اولین بار عملکردکاتالیست $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ را در واکنش رفرمینگ خشک متان[1] با به‌کارگیری یک راکتور میکروکانال و استفاده از روش نوین رسوب فیزیکی بخار برای لایه نشانی کاتالیست مورد بررسی قرار دهیم. بدین منظور طراحی آزمایش‌ها[2] با روش طراحی باکس-بنکن[3] انجام شد و اثر پارامترهای مختلف همچون (زمان لایه نشانی، درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل و دمای واکنش) درسه سطح بر میزان غیرفعال شدن کاتالیست مورد بررسی و شرایط بهینه مشخص گردید.

راکتور میکرو کانال

راکتور میکروکانال مورد استفاده در این فرآیند به شکل صفحه‌ای تخت بوده که برای ساخت آن از ورق استیل 4841SUS استفاده شده است. هر دو طرف جداره داخلی میکرو راکتور به‌منظور کاهش افت فشار و افزایش کارایی از طریق افزایش زمان تماس، ۲۶ میکروکانال هر یک با عرض ۱ mm و عمق ۰/۵ mm و قطر هیدرولیکی ۰/۶۶ mm به‌صورت جریان متقاطع با استفاده از روش سی ان سی[4] ماشین‌کاری شده است، که در داخل آن و برای به‌دست آوردن توزیع جریان یکنواخت، خوراک ابتدا به یک ورودی مثلثی شکل در ورودی راکتور میکروکانال وارد می‌شود. همچنین به‌منظور تسهیل در جایگزینی کاتالیست بعد از انجام فرآیند، از ورق استیل ۴۸۴۱ با ضخامت ۱ mm و ابعاد ۵۳×۲۰ mm^2، که هر دو طرف آن با لایه‌های نازک کاتالیست پوشش داده شده بود و بین دو جداره میکروراکتور قرار می‌گرفت استفاده گردید. از طرفی به‌منظور جلوگیری از نشت گاز در دماهای بالا، از یک واشر گرافیت کامل با ضخامت ۱ mm و یک واشر میکا به ضخامت ۰/۵ mm که به‌صورت داخلی مهروموم میشد استفاده شدکه تصاویر مربوط به آن در شکل ۱ آورده شده است.

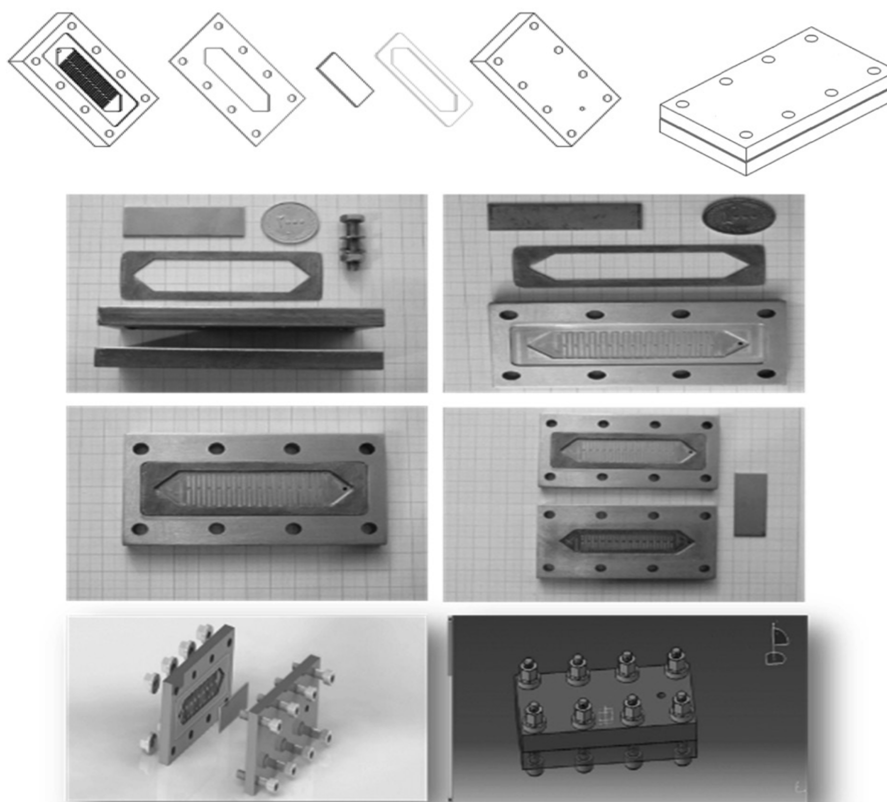
طراحی آزمایش

در جدول ۱ متغیرهای واکنش و سطوح هر یک از آن‌ها نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود طرح آزمایش شامل سه سطح است. مقادیر سطوح بالا، پایین و میانی هر متغیر به ترتیب با کدهای ۱+، ۰ و ۱- نشان داده شده است.

آزمایش راکتوری لایه‌های کاتالیستی برای بررسی عملکرد کاتالیست

سیستم آزمایشگاهی بررسی واکنش رفرمینگ خشک متان به سه بخش اصلی: بخش خوراک‌دهی، بخش راکتور (واکنش) و بخش آنالیز تقسیم‌بندی می‌شودکه تمامی این بخش‌ها در شکل ۲ قابل‌مشاهده هستند. دراین سیستم ابتدا با به‌کارگیری دستگاه کنترل جریان جرمی گازها[5]، جریان کنترل شده‌ای از مخلوط گازهای خوراک شامل: هلیم، دی اکسیدکربن و متان برای ورود به راکتور میکروکانال مورد استفاده قرار گرفت. همچنین به‌منظور تجزیه و تحلیل جریان خروجی محصولات از دستگاه کروماتوگراف گازی[6] استفاده شد که این دستگاه شامل مجموعه‌ای ازستون‌های پرشده از دو نوع Molecular Sieve (MS) و Propack Q به‌همراه یک شناساگر از نوع TCD[7] بود. به‌دلیل تنوع محصولات واکنش، ستون‌ها طوری قرار گرفتند که هرکدام از آنها بتوانند محصولات واکنش را تفکیک و شناسایی کنند.

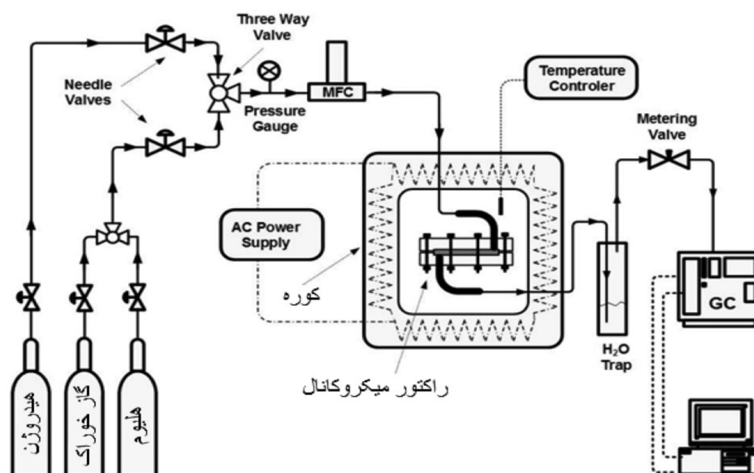
1. Dry reforming of Methane (DRM)
2. Design Of Experiment (DOE)
3. Box-Behnken Designe (BBD)
4. Computer Numerical Control (CNC)
5. Mass Flow Controller (MFC)
6. Gas Chromatograph(GC)
7. Thermal Conductivity Detector (TCD)



شکل ۱ نمایی از میکرو رآکتور مورد استفاده

جدول ۱ متغیرهای واکنش و سطوح آن‌ها در طراحی آزمایش باکس- بنکن

متغیرها	واحد	نماد	سطوح		
			-۱	۰	+۱
زمان لایه نشانی	min	t	۲	۳	۴
درصد وزنی Co/Ni	٪	X	۲/۵	۵/۰	۷/۵
دمای واکنش	(°C)	T	۷۰۰	۷۵۰	۸۰۰



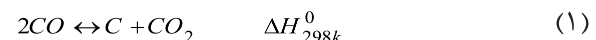
شکل ۲ نمایی از سیستم آزمایشگاهی تولید گاز سنتز در فرآیند رفرمینگ خشک متان

به‌منظور بهینه‌سازی عملکرد واکنش رفرمینگ خشک متان با حضور لایه‌های کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ در رآکتور میکرو کانال، سه متغیرزمان لایه نشانی (t)، درصد وزنی Co نسبت به Ni (X) و دمای واکنش (T) به‌عنوان متغیرهای موثر بر تبدیل اولیه خوراک، غیر فعال شدن کاتالیست و نسبت مولی H_2/CO در نظر گرفته شدند. با در نظر گرفتن محدوده مناسب برای هر متغیر، طراحی آزمایشات به‌روش باکس- بنکن انجام، و سپس آزمایش‌های تجربی در آزمایشگاه به‌منظور حصول پاسخ اجرا شدند. نحوه انجام آزمایشات نیز بدین صورت بود که در ابتدای هر آزمایش، با استفاده از جریان هیدروژن عملیات احیا برای تمام نمونه‌های کاتالیستی صورت پذیرفت. بدین منظور نمونه مورد نظر تحت جریان هیدروژن با دبی 30 mL/min تا دمای ۷۰۰ °C گرم شده و پس از آن کاتالیست به‌مدت ۳ h تحت دمای ۷۰۰ °C قرارگرفته تا عمل احیا انجام شود. پس از اتمام عملیات احیا، جریان خوراک حاوی CO_2، CH_4 و He با نسبت مولی ۸:۱:۱ و دبی ۱۰ mL/min جایگزین جریان هیدروژن شده که در آن از گاز هلیم به‌عنوان رقیق کننده استفاده شده است. تمامی واکنش ها تحت فشار ۱ atm در مدت زمان حدود ۳۶۰ min انجام و هر ۲۰ min یک بار نمونه‌برداری انجام شدکه نتایج مربوط به ۱۳ آزمایش طراحی شده)با دو بار تکرار در سطح میانی) در جدول ۲ ارائه شده است. همان‌طور که مشخص است افزایش دما منجر به افزایش میزان تبدیل اولیه متان و دی اکسید کربن در تمامی نمونه‌ها شده است که دلیل این امر را می‌توان به ماهیت گرماگیر بودن واکنش رفرمینگ خشک متان نسبت داد، که در تمام بازه دمایی مورد بررسی میزان تبدیل واکنش‌دهنده‌ها کمتر از مقادیر تعادلی محاسبه شده ($Xeq\ CO_2$=٪۹۸/۲) و ($Xeq\ CH_4$= ٪۹۶/۴) در مطالعه حقیقی و همکاران [۲۸] به‌دست آمده است.

جدول ۲ طراحی آزمایشات برای سه متغیر مستقل و پاسخها

شماره آزمایش	دما (C°) T	نسبت وزنی تقویت‌کننده (X)	زمان لایه نشانی (s)	تبدیل اولیه متان (٪)	تبدیل نهایی CH_4 (٪)	تبدیل اولیه CO_2 (٪)	غیرفعال شدن کاتالیست (٪)	نسبت مولی H_2:CO
۱	۷۵۰	۲/۵	۴	۸۵/۶	۸۱	۹۱/۳	۵/۴	۰/۸۳
۲	۷۰۰	۵	۲	۳۱/۶	۲۹/۴	۳۶/۴	۷	۰/۶
۳	۷۵۰	۵	۳	۸۰/۵	۷۷/۴	۸۳/۲	۳/۹	۰/۷۸
۴	۸۰۰	۷/۵	۳	۷۹/۶	۷۷/۳	۸۸/۲	۲/۹	۰/۹۲
۵	۷۵۰	۲/۵	۲	۵۴/۳	۵۰/۱	۶۲/۵	۷/۹	۰/۶۹
۶	۷۰۰	۵	۴	۷۰/۱	۶۶/۵	۷۶/۶	۵/۲	۰/۶۷
۷	۷۰۰	۷/۵	۳	۳۶/۴	۳۳/۹	۴۰/۸	۶/۹	۰/۵۹
۸	۷۵۰	۷/۵	۲	۴۵/۹	۴۳/۲	۵۳/۷	۵/۸	۰/۷۱
۹	۷۵۰	۷/۵	۴	۶۵/۷	۶۲/۵	۷۵	۴/۹	۰/۷۸
۱۰	۸۰۰	۲/۵	۳	۸۷	۸۳/۲	۸۹/۱	۴/۳	۰/۹۴
۱۱	۷۰۰	۲/۵	۳	۵۱/۲	۴۶/۹	۵۷/۳	۸/۴	۰/۵۶
۱۲	۸۰۰	۵	۲	۹۰/۱	۸۷/۷	۹۳/۴	۲/۷	۰/۸۹
۱۳	۸۰۰	۵	۴	۹۲/۴	۹۰/۵	۹۶/۳	۲/۱	۰/۹۴

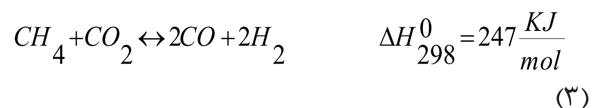
همچنین با توجه به حضور واکنش‌های جانبی همچون واکنش بودوارد (واکنش ۱) و معکوس واکنش جابه‌جایی آب- گاز (واکنش ۲) نسبت مقدار تبدیل اولیه خوراک با آنچه از استوکیومتری واکنش ریفورمینگ خشک انتظار می‌رود متفاوت بوده و در تمامی دماها، CO_2 تبدیل بالاتری نسبت به متان از خود نشان داده است. درخصوص نسبت مولی H_2:CO نیز نتایج حاکی از آن است که در تمامی موارد، مقادیر به‌دست آمده کمتر از ۱ هستند، که دلیل این امر انجام معکوس واکنش جابه‌جایی آب-گاز است. از طرفی با افزایش دما، نسبت گاز سنتز به‌نسبت استوکیومتری یک نزدیک‌تر شده، که مهم‌ترین عامل آن تأمین بهتر شرایط انجام واکنش اصلی رفرمینگ خشک متان (واکنش ۳) و اثر به‌شدت غالب آن نسبت به عکس واکنش جابه‌جایی آب- گاز در دماهای بالا است.



$$2CO \leftrightarrow C + CO_2 \qquad \Delta H^0_{298k} \qquad (۱)$$



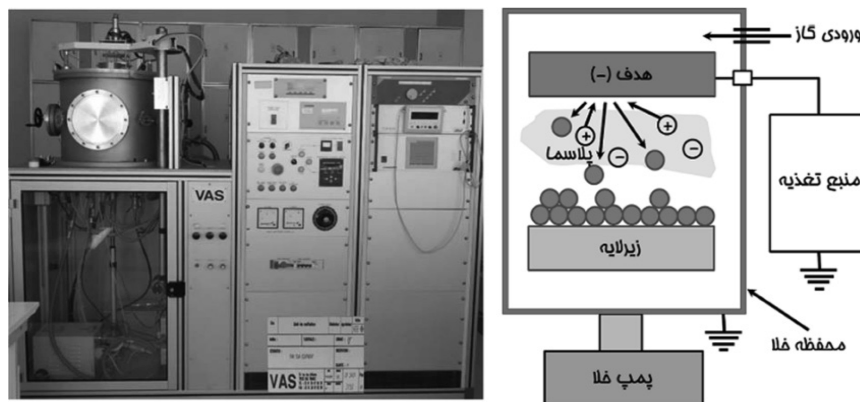
$$CO_2 + H_2 \leftrightarrow CO + H_2O \qquad \Delta H^0_{298} = 41\frac{KJ}{mol} \qquad (۲)$$



$$CH_4 + CO_2 \leftrightarrow 2CO + 2H_2 \qquad \Delta H^0_{298} = 247\frac{KJ}{mol} \qquad (۳)$$

لایه نشانی کاتالیست

در این مطالعه عملیات لایه نشانی کاتالیست با استفاده از دستگاه vas ساخت کشور فرانسه انجام پذیرفت. شکل ۳ نمایی از دستگاه لایه نشانی مورد استفاده در این فرآیند را نشان می‌دهد، که در آن از روش رسوب فیزیکی بخار[1] برای پوشش لایه‌های کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ برروی صفحاتی از جنس استیل ضد زنگ استفاده شده است. مراحل اصلی این روش شامل: تبخیر ماده منبع، انتقال بخار از ماده منبع به زیرلایه و تشکیل لایه نازک برروی زیر لایه با انباشت بخار حاصل از ماده منبع است. حرکت بخار آزاد شده از ماده منبع به‌سمت زیرلایه به‌دلیل وجود اختلاف فشار صورت می‌گیرد. هنگامی‌که بخارحاصل از ماده به مجاورت زیرلایه می‌رسد، چگالش یافته و با انتقال گرمای خود به زیرلایه از فاز بخار به فازجامد تبدیل می‌شود. پوشش حاصل از این روش ، طی فرآیند جوانه زنی و رشد برروی زیرلایه نشانده می‌شود. اتم‌ها یا مولکول‌های گازی که از ماده منبع جدا می‌شوند، انرژی گرمایی خود را به زیرلایه منتقل کرده و روی زیرلایه حرکت می‌کنند تا در نهایت انرژی گرمایی آن ها به‌طور کامل از بین برود. این اتم‌ها با انتقال تمام انرژی گرمایی خود، رفته رفته به زیرلایه چسبیده و مجموعه ای از هسته‌های اتمی روی زیرلایه تشکیل می‌شود. با ادامه این فرآیند و افزایش تعداد هسته‌ها روی زیرلایه، این هسته‌ها به یکدیگر چسبیده و رشد می‌کنند و به‌صورت فیلم نازکی سطح زیرلایه را می‌پوشانند.



شکل ۳ نمایی از سیستم لایه نشانی مورد استفاده در این مطالعه

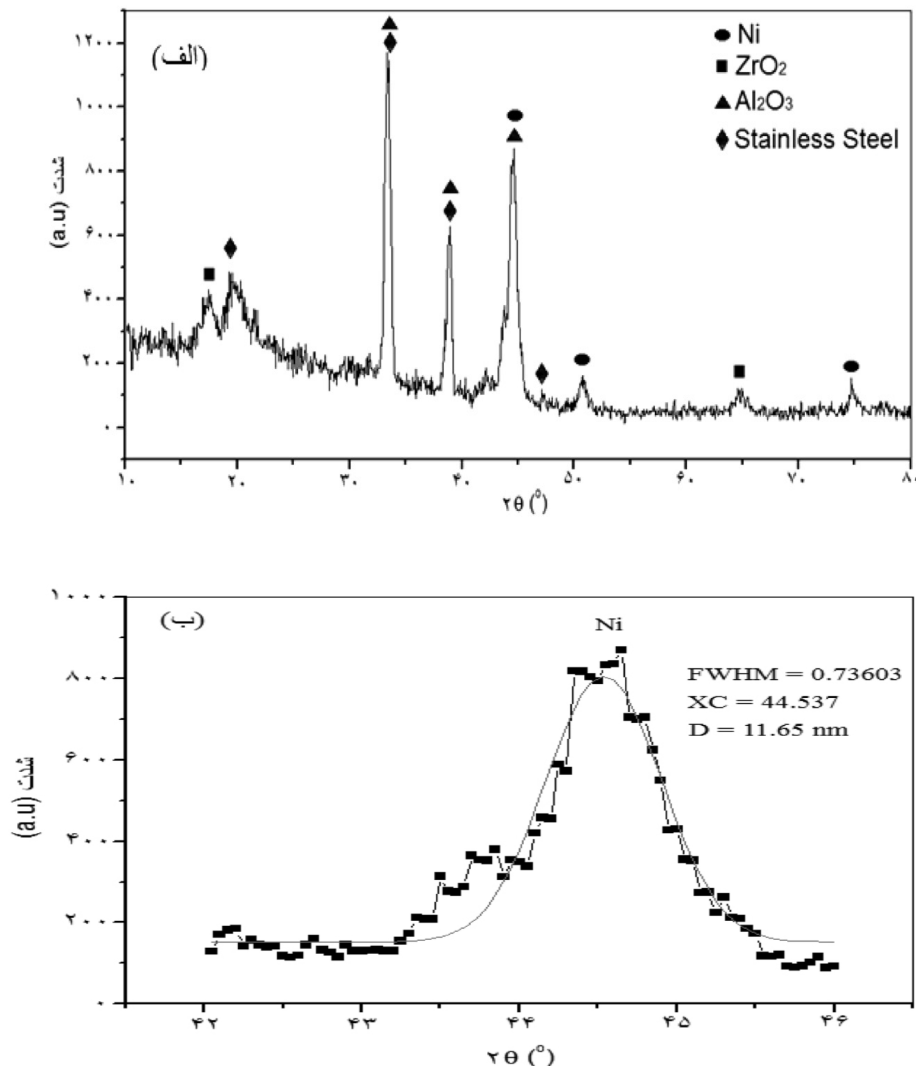
1. Physical Vapor Deposition (PVD)

به‌طور کلی در این مطالعه فرآیند لایه نشانی به دو مرحله اصلی تقسیم می‌شودکه در ادامه به آن پرداخته می‌شود. مرحله اول پایه کاتالیست:در این مرحله برای لایه نشانی لایه‌های نازک Al_2O_3 برروی صفحات استیل از یک ورقه آلومینیومی با خلوص ۹۹/۹۹٪ با قطر و ضخامت به ترتیب ۱۰۰ mm و ۳ mm استفاده شده است. ورقه آلومینیومی به ولتاژ منفی متصل و نقش کاتد را داشته و زیرلایه (صفحه استیل) به ولتاژ مثبت متصل شد و درواقع نقش آند را بر عهده داشت. زیرلایه مورد نظر در فاصله ۱۰ cm از کاتد قرار گرفت. برای تشکیل پلاسما در فرآیند کندوپاش، ابتدا فشار اولیه محفظه کندوپاش به $۱×۱۰^{-۶}$ mbar رسید. سپس با ورود گاز آرگون و اکسیژن به محفظه با فشار جزئی اکسیژن برابر ۳۰٪، فشار به $۱×۱۰^{-۲}$ mbar افزایش یافت. فرآیند کندوپاش در دمای اتاق اجرا شد و لایه‌های کاتالیستی Al_2O_3 با توان ۵۰۰ W در مدت زمان ۱۰ min لایه نشانی شدند. در ادامه فرآیند و به‌منظور پوشش لایه‌های نازک ZrO_2، از گرانول‌های بسیار خالص ۹۹/۹۹٪، به‌روش تبخیر حرارتی مبتنی بر مقاومت الکتریکی تحت فشار $۳×۱۰^{-۶}$ mbar استفاده شد که پس از قرار دادن منبع تبخیر در داخل بوته تنگستنی با اعمال ولتاژ ۱۰ V و شدت جریان ۱۰۰ A دمای بوته را که بر سر راه جریان الکتریکی قرار گرفته بود افزایش دادیم. هر زمان که داخل محفظه به‌دلیل افزایش حرارت به رنگ سفید (به‌دلیل وجود تنگستن) درآمد، آنگاه برحسب مدت زمان تعیین شده جهت فرآیند تبخیر (این زمان برای لایه‌های ZrO_2 دو دقیقه در نظر گرفته شده بود) عملیات تبخیر را به اتمام رساندیم.

مرحله دوم: شرایط عملیاتی مرحله قبل برای تمامی لایه‌های کاتالیستی یکسان در نظر گرفته شده بود. درمرحله دوم و به‌منظور لایه نشانی لایه‌های نازک Ni با درصدهای مختلف Co (۲/۵٪، ۵٪ و ۷/۵٪) برروی پایه کاتالیست، از یک ورقه نیکل با خلوص ۹۹/۹۹٪، با قطر و ضخامت به‌ترتیب ۱۰۰ mm و ۳ mm و تعدادی قطعه نازک و کوچک Co با خلوص ۹۹/۹۹٪،با ابعاد ۵×۳ mm^2 استفاده شد. سپس با قرار دادن تعداد مشخصی قطعه نازک و کوچک Co برروی ورقه نیکل، درصدهای مختلفی از Co (۲/۵٪، ۵٪ و ۷/۵٪) برروی زیرلایه موردنظر لایه نشانی شدند. این لایه‌ها با توان ۱۰۰ W در مدت زمان‌های مختلف ۲ min، ۳ min، ۴ min، لایه نشانی شدند. فرآیند کندوپاش در دمای اتاق اجرا شد و پلاسمایی متشکل از آرگون در فشار $۱×۱۰^{-۲}$ mbar به‌دست آمد. زیرلایه مورد نظر در فاصله ۱۰ cm از کاتد قرار داشت.

آزمایش پراش اشعه ایکس به‌طور خراشان GIXRD:

در شکل ۴ (الف) منحنی مربوط به آزمایش GIX-RD لایه کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ تحت زمان لایه نشانی ۴ min در محدوده ۱۰-۸۰° =2θ نشان داده شده است. همان‌طورکه مشاهده می‌شود منحنی GIXRD تعدادی پیک را در زوایای θ ۲ برابر۴۴/۶۲، ۳۸/۹۲، ۳۳/۴۸° نشان می‌دهند که می‌توانند به لایه‌های نازک Al_2O_3 (JCPDS ۰۰-۰۱۶-۰۳۹۴) نسبت داده شود. علاوه‌بر وجود آلومینا، به‌دلیل حضور زیرکونیای مونوکلینیک (JCPDS ۰۰-۰۰۷-۰۳۴۳) ZrO_2 می‌توان پیک‌های مختصری را در زوایای θ ۲ برابر۱۷/۵۴، ۴۲/۲، ۶۴/۸° مشاهده کرد که سنتز کامپوزیت $Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ را به‌عنوان پایه کاتالیست تأیید می‌کند. همچنین فاز مکعبی نیکل (JCPDS ۰۱-۰۸۷-۰۷۱۲) Ni نیز در زوایای θ ۲ برابر ۴۴/۵، ۵۱/۸۷، ۷۶/۴۱° قابل مشاهده است. در میان پیک‌های مشاهده شده برای Ni، پیک مربوط به زاویه ۴۴/۵° می‌تواند به پیک اصلی آن نسبت داده شود. از طرفی با توجه به اینکه ضخامت لایه کاتالیست به اندازه‌ای نیست که مانع نفوذ پرتو ایکس گردد، پیک‌های مربوط به استیل ضد زنگ نیز قابل مشاهده است.

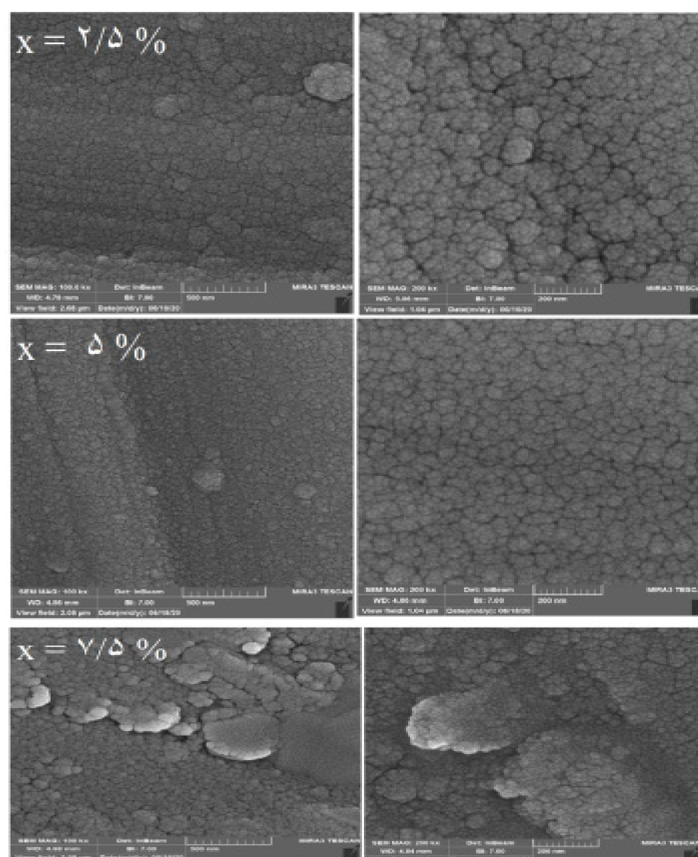


شکل ۴ الف) نتایج حاصل از آزمایش GIXRD لایه کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ تهیه شده تحت زمان لایه نشانی ۴ min، ب) اندازه ذرات لایه‌های کاتالیستی به‌روش گوسین فیت تحت زمان لایه نشانی ۴ min

عدم وجود پیک قابل شناسایی برای ترکیب اسپینل $NiAl_2O_4$ را نیز می‌توان با توجه به پراکندگی مناسب فازها، به‌ویژه ممانعت کننده ZrO_2 که از ورود نیکل به ساختار آلومینا جلوگیری می‌کند، توضیح داد. تحقیقات قبلی بیشتر از این ایده حمایت می‌کند که حضور ZrO_2 مانع از رشد فازهای کریستالی و تولید ترکیبات اسپینل می‌شود [۲۹]. علاوه‌براین، هیچ پیک اختصاصی مربوط به فاز CoO ، $CoAl_2O_4$ در منحنی GIXRD نمونه مشاهده نشد. این بدان معنی است که یا مقدار Co بسیار اندک است که بتوان آن را شناسایی کرد و یا فاز آمورف آن تشکیل شده است. طبق محاسبات از فرمول رابطه دبای شرر $0/9\ \lambda/WCOS\theta$ و با استفاده از روش گوسین فیت شکل ۴ (ب) اندازه ذرات لایه‌های کاتالیستی در زمان ۴ min برابر ۱۱/۶۵ nm به‌دست آمد.

میکروسکوپ الکترونی روبشی نشر میدانی

تصاویر FESEM برای درصدهای وزنی ۲/۵٪، ۵٪ و ۷/۵٪ کبالت نسبت به نیکل در مقیاس‌های ۲۰۰ nm و ۵۰۰ nm به‌ترتیب از بالا به پایین در شکل ۵ نشان داده شده است. یافته‌ها نشان می‌دهد که مورفولوژی سطح با تغییر در درصد وزنی Co/Ni تغییر می‌کند.

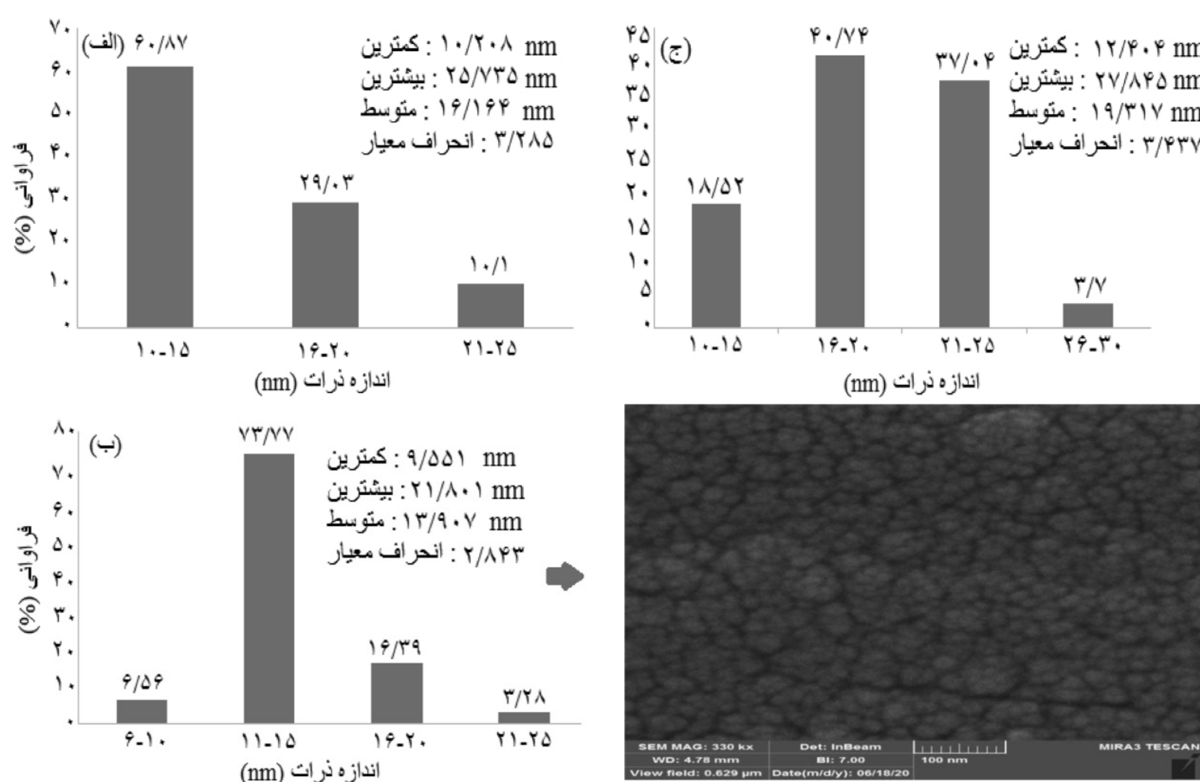


شکل ۵ تصاویر FESEM-surface مربوط به لایه‌های کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ تهیه شده در درصدهای وزنی الف) ۲/۵، ب) ۵ ، ج) ۷/۵٪ کبالت نسبت به نیکل

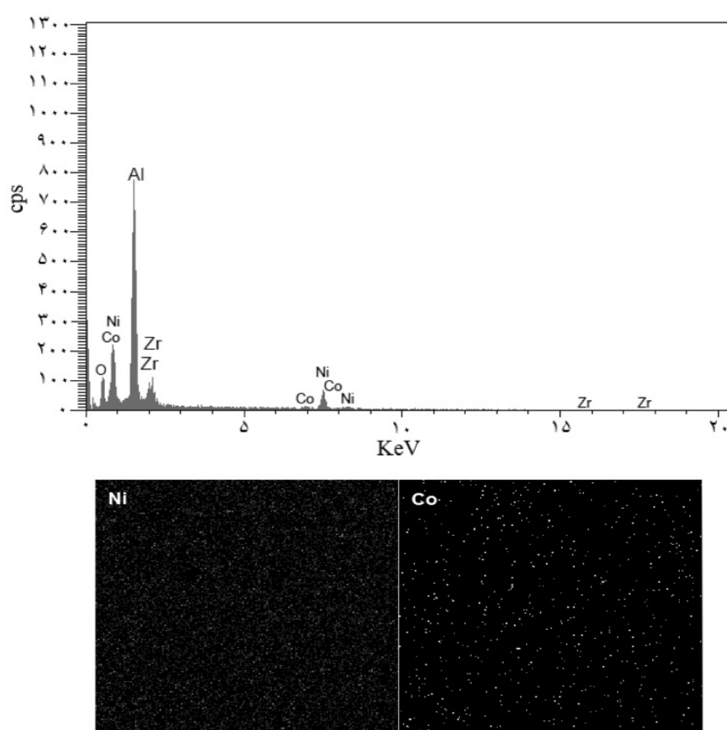
به‌طور خاص با افزایش درصد وزنی Co/Ni تا ۵٪، مورفولوژی متراکم تر، یکنواخت تر با پراکندگی بیشتر ذرات کوچکتر را می‌توان مشاهده کرد، که به‌خوبی سطح زیر لایه را پوشش داده است.از طرفی در نمونه حاوی ۷/۵٪ وزنی کبالت نسبت به نیکل، مورفولوژی غیریکنواخت با تجمع آشکار ذرات بزرگتر مشاهده می‌شود. تجمع ذرات یکی از دلایل اصلی غیرفعال‌سازی کاتالیست است که می‌توان با افزودن مقدار مناسب تقویت‌کننده آن را مهار کرد. اثر هم افزایی افزایش درصد وزنی Co/Ni تا ۵٪، محیطی یکنواخت برای هسته‌زایی و رشد ذرات فلزی فراهم می‌کند و به‌طور همزمان از تجمع ذرات فلزی روی سطح Al_2O_3-ZrO_2 جلوگیری می‌کند. همچنین شکل ۶ توزیع اندازه نانو ذرات $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ تهیه شده با روش رسوب فیزیکی بخار را که ازطریق نرم‌افزار Image-J (در مقیاس ۱۰۰ nm) برای درصدهای وزنی مختلف Co/Ni تخمین زده شده است را نشان می‌دهد. مقایسه‌این سه کاتالیست نشان می‌دهد که افزایش درصد وزنی Co/Ni تا ۵٪، محدوده توزیع را محدود کرده، به‌طوری‌که بیش از ۹۵٪ ذرات در محدوده کمتر از ۲۰ nm قرار دارند، درحالی‌که ذرات نمونه حاوی ۷/۵٪ وزنی Co/Ni در محدوده ۱۰ تا ۳۰ nm بوده و اندازه ۴۰٪ ذرات بیش از ۲۰ nm است. از سوی دیگر، میانگین اندازه ذرات نمونه حاوی ۵٪ وزنی Co/Ni ، nm ۱۳/۹ است، درحالی‌که ذرات حاوی ۷/۵٪ درصد وزنی Co/Ni ، ۱۹/۳۱۷ nmبود.

آزمایش طیف‌سنجی پراش انرژی پرتو ایکس

شکل ۷ نتایج آنالیز صفحه‌ای طیف پراش انرژی پرتو ایکس،مربوط به لایه‌های کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ که در زمان لایه نشانی ۴ min و درصد وزنی Co/Ni برابر ۵٪ تهیه شده است را نشان می‌دهد.



شـــکل۶ آنالیـز توزیـع انـدازه ذرات مربـوط بـه لایه‌هـای کاتالیسـتی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\ \text{-}ZrO_2$ تهیـه شـده در درصدهـای وزنـی: الـف) ۲/۵، ب) ۵ ، ج : ۷/۵٪ کبالـت نسـبت بـه نیـکل



شـــکل ۷ آنالیـز نقطـه ای طیف‌سـنجی پـراش انـرژی پرتـو ایکـس مـر بـوط بـه لایـه کاتالیسـتی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\ \text{-}ZrO_2$ در زمـان لایـه نشـانی ۴ min بـا درصـد وزنـی Co نسـبت بـه Niبرابـر ۵٪

همان‌طورکه در تصاویر دیده می‌شود عناصر به‌طور یکنواخت برروی زیر لایه پراکنده شده‌اند. علاوه‌بر این، تمام عناصر مورد استفاده در فرآیند لایه نشانی، در آنالیز نقطه‌ای طیف پراش انرژی پرتو ایکس قابل مشاهده هستند.

عملکرد کاتالیست در رفرمینگ خشک متان

آنالیز داده‌ها

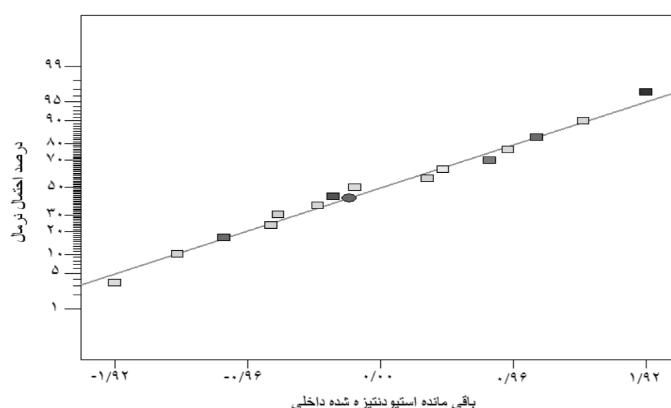
در تحلیل واریانس،کلیه کمیت‌های آماری با فرض توزیع نرمال مقادیر باقی‌مانده به‌دست می‌آیند. درصورتی‌که فرض توزیع نرمال برقرار نباشد، نتایج تحلیل واریانس و در نتیجه مدل به‌دست آمده معتبر نخواهند بود. مهم‌ترین نمودار در بررسی فرض نرمال بودن داده‌ها، نمودار نرمال مقادیر باقی‌مانده است که در شکل ۸ ارائه شده است و در آن منظور از باقی‌مانده استیودنتیزه شده، حاصل تقسیم مقدار باقی‌مانده برانحراف معیار متناظر در هر نقطه است. درصورتی‌که مقادیر داده‌ها به‌طور تقریبی برروی یک خط قرار بگیرند در این صورت می‌توان گفت که فرض توزیع نرمال برقرار است. در شکل زیر نمودار توزیع نرمال مقادیر باقی‌مانده داده‌های حاصل از این مطالعه نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است نقاط داده‌ها حالت خطی دارند و الگوی غیر خطی مشاهده نمی‌شود لذا فرض توزیع نرمال داده‌ها برقرار است.

بررسی کفایت مدل برازش

معیار تصمیم‌گیری درخصوص بهترین مدل برازش، مقدار کمیت F وکمیت P متناظر با آن است. هر چه مقدار کمیت F بیشتر و در نتیجه میزان کمیت P کمتر باشد، مدل اهمیت بیشتری دارد.در این تحلیل سطح اطمینان ۹۵٪ برای انجام تحلیل واریانس در نظر گرفته شده است .بدین معنی که اگر مقدار P کمتر از ۵٪ باشد مدل معنی دار خواهد بود [۳۰]. در ادامه، خلاصه آماری مدل برازش غیر فعال شدن کاتالیست در جدول ۳ ارائه شده است که در آن مدل درجه دو به‌دلیل داشتن حداقل انحراف معیار و PRESS و بیش ترین مقدار ضریب تعیین R^2 و ضریب تعیین اصلاح‌شده R^2 (adj) و ضریب تعیین پیش‌بینی R^2 (pred) به‌عنوان بهترین مدل برازش توسط نرم‌افزار پیشنهاد شده است. هر چه میزان PRESS کمتر باشد مقدار مجموع مربعات باقی‌مانده به‌منظور پیش‌بینی پاسخ در فضای طراحی کاهش یافته، در نتیجه میزان دقت مدل در پیش‌بینی تغییرات پاسخ R^2 (pred) در فضای طراحی افزایش می‌یابد. همچنین اختلاف ناچیز بین R^2 و R^2(adj) نشان‌دهنده مناسب بودن مدل پیشنهادی، و مقدار ضریب تعیین R^2 نزدیک به ۱، همبستگی بالای نتایج تجربی با مدل پیشنهادی را نشان می‌دهد.

بررسی اهمیت جملات مدل برازش درجه دو برای غیر فعال شدن کاتالیست

در جدول ۴ آنالیز ANOVA برای مدل درجه دوم غیر فعال شدن کاتالیست ارائه شده است.



شکل ۸ نموار توزیع نرمال باقی‌مانده برای غیرفعال شدن کاتالیست

جدول ۳ خلاصه مدل آماری

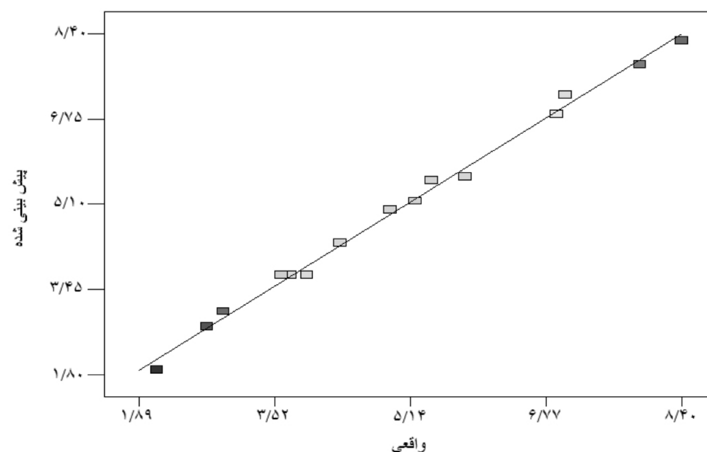
مدل	استاندارد دیورژانس	ضریب تعیین R^2	ضریب تعیین اصلاح‌شده R^2 (adj)	ضریب تعیین پیش‌بینی R^2 (pred)	PRESS	
خطی	۱/۱۲	۰/۷۳۲۷	۰/۶۵۹۹	۰/۵۱۷۸	۲۵/۰۲	
2 FI (درجه ۲ اصلاح‌شده)	۱/۲۷	۰/۷۵۲۱	۰/۵۶۶۱	۰/۰۵۸۸	۴۸/۸۳	
درجه ۲	۰/۲۲	۰/۹۹۵۳	۰/۹۸۶۸	۰/۹۳۷۱	۳/۲۷	پیشنهادی
درجه ۳	۰/۱۵	۰/۹۹۹۱	۰/۹۹۳۷		+	

جدول ۴ تحلیل واریانس برای مدل سطح پاسخ درجه دو برای تبدیل اولیه CH_4

	مجموع مربعات	میانگین مربعات	مقدار F	مقدار P	ضرائب تخمینی	خطای استاندارد
مدل	۵۱/۶۴	۵/۷۴	۱۱۷/۵۰	<۰/۰۰۰۱		
A-T	۳۰/۰۳	۳۰/۰۳	۶۱۴/۹۷	<۰/۰۰۰۱	−۱/۹۴	۰/۰۷۸
B-X	۳/۷۸	۳/۷۸	۷۷/۴۳	۰/۰۰۰۳	−۰/۶۹	۰/۰۷۸
C-t	۴/۲۰	۴/۲۰	۸۶/۱۱	۰/۰۰۰۲	−۰/۷۳	۰/۰۷۸
AB	۰/۰۰۳	۰/۰۰۳	۰/۰۵۱	۰/۸۳	۰/۰۲۵	۰/۱۱
AC	۰/۳۶	۰/۳۶	۷/۳۷	۰/۰۴۲	۰/۳	۰/۱۱
BC	۰/۶۴	۰/۶۴	۱۳/۱۱	۰/۰۱۵۲	۰/۴	۰/۱۱
A^2	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۳۸	۰/۵۶۴۹	۰/۰۷۱	۰/۱۲
B^2	۱۲/۲۴	۱۲/۲۴	۲۵۰/۶۸	<۰/۰۰۰۱	۱/۸۲	۰/۱۲
C^2	۰/۷۳	۰/۷۳	۱۵/۰۳	۰/۰۱۱۷	۰/۴۵	۰/۱۲

با توجه به اینکه مقدار P برای مدل کمتر از ۵٪ است، کفایت مدل درجه دو برای توصیف تغییرات تأیید می‌شود. مقدار P، توانایی مدل را در پیش‌بینی میزان غیر فعال شدن کاتالیست نشان می‌دهد و $P<۰/۰۰۰۱$ نشان‌دهنده مناسب بودن مدل به‌دست آمده برای نشان دادن رابطه واقعی بین متغیرهای مستقل مورد بررسی است. مقادیر $P<۰/۰۵$ برای جملات C^2، B^2، BC، AC، C، B، A نیز نشان می‌دهد که تمامی جملات فوق در مدل درجه دو دارای اهمیت هستند. از طرفی با توجه به مقادیر F می‌توان میزان حساسیت مدل ارائه شده برای غیر فعال شدن کاتالیست را نسبت به متغیرهای مستقل تفسیر نمود. همان‌طور که مشاهده می‌شود دمای واکنش (T) با توجه به مقدار F آن مؤثرترین متغیر و درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) در مقایسه با زمان لایه نشانی (t) تأثیر نسبتا کمتری را نشان می‌دهد. همان‌طور که در جدول ۴ نشان داده شده است، ضریب تعیین پیش‌بینی R^2 (pred) برابر ۰/۹۳۷۱ در توافق خوب با ضریب تعیین اصلاح‌شده R^2 (adj) برابر ۰/۹۸۶۸ است که نشان‌دهنده مناسب بودن مدل به‌دست آمده است. همچنین ضریب تعیین R^2 برابر ۰/۹۹۵۳ می‌تواند دقت مدل را در پیش‌بینی پاسخ نشان دهد. شکل ۹ نزدیکی مدل پیش‌بینی شده با داده‌های تجربی را نشان می‌دهد که اعتبار مدل برازش به‌دست آمده را مشخص می‌کند. در نهایت مدل درجه دو برای غیرفعال شدن کاتالیست برحسب مقادیر کد شده و مقادیر واقعی متغیرهای مستقل در روابط ۴ و ۵ بیان شده است. هر چه ضرایب یک جمله در رابطه کد شده بزرگ‌تر باشد، تأثیر آن متغیر نیز در غیر فعال شدن کاتالیست بیش‌تر است.

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۲۵-۱۰۸



شکل ۹ مقایسه مقادیر واقعی و پیش‌بینی شده برای غیرفعال شدن کاتالیست

همچنین با توجه به علامت ضرایب مدل، علامت مثبت نشان‌دهنده رابطه مستقیم و علامت منفی نشان‌دهنده رابطه معکوس این ضرایب با غیر فعال شدن کاتالیست است.

مدل برحسب مقادیر کد شده متغیرهای مستقل:

(۴) غیر فعال‌شدن کاتالیست=

+3/73-1/94 A-0/69B-0/73C+0/025AB+0/3 AC+0/4 BC+0/071A^2 +1/82B^2+0/45C^2

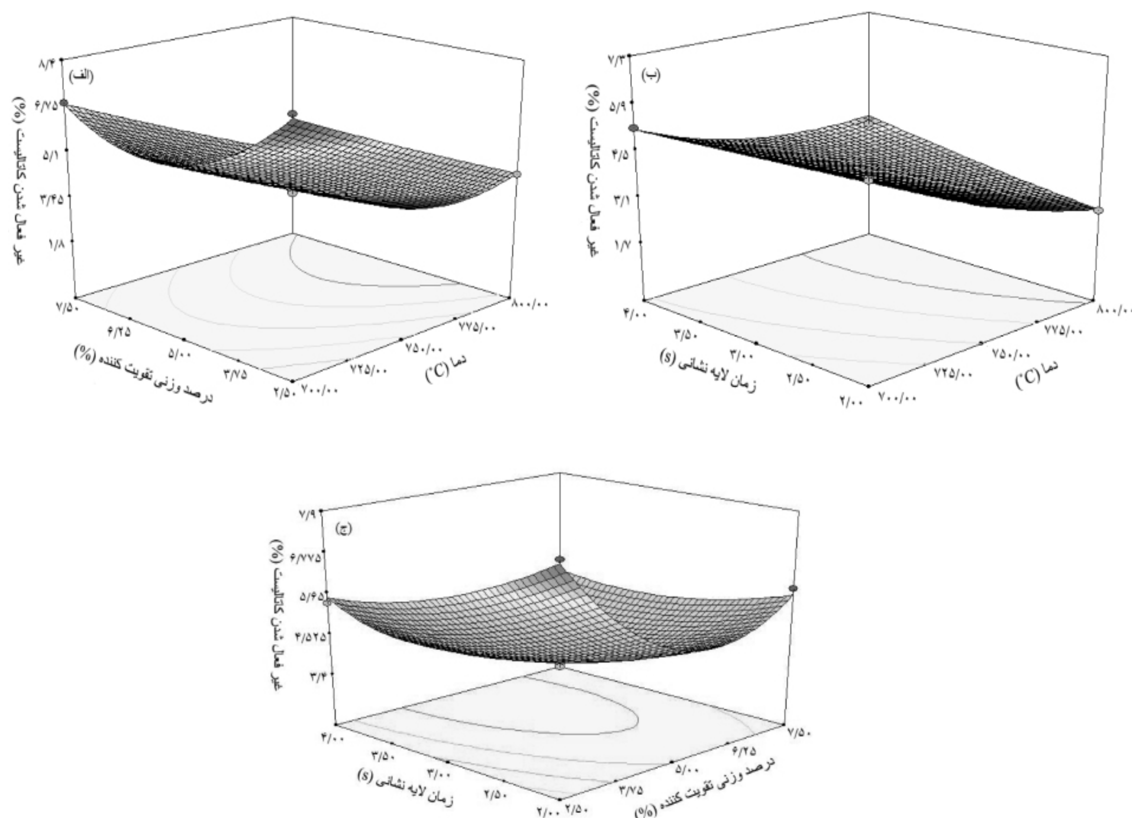
مدل برحسب مقادیر واقعی متغیرهای مستقل:

(۵) غیر فعال شدن کاتالیست=

+80/22917-0/1 T- 3/81833 X-8/70 t +0/0002 TX +0/006 Tt +16/0 X t + 000028/0T^2 + 0/29133X^2+ 0/44583 t^2

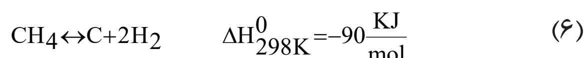
تاثیر متغیرهای فرآیند بر غیر فعال شدن کا تا لیست

تأثیرمتغیرهای مختلف مورد بررسی از جمله زمان لایه نشانی (t)، درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) و دمای واکنش (T) برروی غیرفعال شدن کاتالیست به‌صورت نمودارهای سه بعدی در شکل ۱۰ نشان داده شده است.یک عامل مهم در توسعه یک کاتالیست، پایداری آن در شرایط واکنش است. رسوب کربن و کلوخه شدن سایت‌های فعال از دلایل اصلی غیرفعال شدن کاتالیست در فرآیند رفرمینگ خشک متان به‌حساب می‌آیند [۳۱]. کربن می‌تواند از طریق واکنش بودوارد (واکنش ۱)، تجزیه متان (واکنش ۶)، هیدروژن دهی CO_2 (واکنش ۷)، و هیدروژن دهی CO (واکنش ۸) تشکیل شود [۳۲]. از دیدگاه ترمودینامیکی، تجزیه متان مسیر اصلی برای تشکیل کک در دماهای بالاتر است،در حالی که، سه واکنش دیگر تمایل به تشکیل کک در دمای پایین‌تر دارند. با توجه به شکل ۱۰ (الف و ب)، غیر فعال شدن کاتالیست با افزایش دمای واکنش کاهش می‌یابد. بنابراین می‌توان گفت که دمای بالا مانع انجام سه واکنش گرمازا برای تشکیل کک می‌گردد. علاوه‌بر این، در دمای بالاتر،امکان مصرف متان در واکنش اصلی رفرمینگ خشک متان (با توجه به گرماگیر بودن واکنش) بیشتر است.بنابراین مقدار کمی از CH_4 برای تجزیه باقی می‌ماند. همچنین کک شکل گرفته در دمای بالاتر می‌تواند توسط معکوس واکنش بودوارد حذف شود [۳۳]. شکل ۱۰ (ب و ج)، نشان می‌دهد که افزایش زمان رسوب‌گذاری (t) منجر به کاهش غیرفعال شدن کاتالیست می‌شود زیرا منجر به یکنواختی و پراکندگی بیشتر فاز فعال می‌شود (همان‌طور که در تجزیه و تحلیل GIXRD فیلم های کاتالیست مشاهده شد). براساس شکل ۱۰ (الف وج)، ، افزایش درصد وزنی Co/Ni تا ۵٪ منجر به کاهش قابل توجهی در غیرفعال شدن کاتالیست می‌گردد زیرا باتوجه به تجزیه و تحلیل FESEM که در شکل ۳ نشان داده شده است.

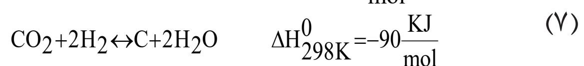


شکل ۱۰ نمودار سه بعدی و کانتور برای مدل پیش‌بینی غیر فعال شدن کاتالیست به‌عنوان تابعی از الف) زمان لایه نشانی (t) و دمای واکنش (T) در درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل برابر ۵٪ ب) زمان لایه نشانی (t) و درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) در دمای واکنش ۷۵۰ °C ج) درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) و دمای واکنش (T) در زمان لایه نشانی ۳ min

با کاهش اندازه ذرات، گونه‌های کربن به‌عنوان سایت‌های بازی جدید، بیشتر در دسترس بوده و با افزایش جذب گاز اسیدی CO_2 وتولید Co، میزان تولید گاز سنتز را افزایش می‌دهند. این پدیده علاوه‌بر پیشبرد واکنش اصلی فرآیند) واکنش ۳)، بر کاهش کک از طریق عکس واکنش بودوارد و پایدار ماندن فعالیت کاتالیست نیز مؤثر است. این یافته‌ها با نتایج به‌دست آمده از مطالعات ژانگ و همکاران [۳۴] نیز همخوانی دارد. نتایج آنها نشان داد که پایداری کاتالیست دو فلزی Co- Ni با افزودن محتوی Co (بین۳- ۵٪ وزنی) به‌سبب تشکیل فاز فعال با اندازه کوچکتر و پراکندگی مناسبترافزایش می‌یابد. از طرفی افزایش بیشتر در میزان درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل تا ۷/۵٪، سبب کاهش نسبی فعالیت کاتالیستی می‌گردد. زیرا در DRM، اندازه ذرات بزرگتر برای واکنش تشکیل کک مناسب‌تر است [۳۵].



$$CH_4 \leftrightarrow C+2H_2 \qquad \Delta H^0_{298K}=-90\frac{KJ}{mol} \qquad (۶)$$



$$CO_2+2H_2 \leftrightarrow C+2H_2O \qquad \Delta H^0_{298K}=-90\frac{KJ}{mol} \qquad (۷)$$



$$CO+H_2 \leftrightarrow C+H_2O \qquad \Delta H^0_{298K}=-131/3\frac{KJ}{mol} \qquad (۸)$$

بهینه‌سازی متغیرهای فرآیند با استفاده از روش سطح پاسخ (RSM)

در این مطالعه به‌منظور تعیین شرایط عملیاتی بهینه فرآیند از روش سطح پاسخ (RSM) استفاده شد که در برنامه آنالیز برازش نرم‌افزار دیزاین اکسپرت تعبیه شده است. بدین منظور حدود بالا و پایین برای هر یک از سه متغیر فرآیندی یعنی زمان لایه نشانی (t)، درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) و دمای واکنش (T) که به‌طور پیش فرض همیشه در محدوده طراحی خود قرار می‌گیرند.

مشخص و محدوده هدف برای سطح پاسخ (غیرفعال شدن کاتالیست) معین گردید. در این مطالعه هدف اصلی در تعیین محدوده پاسخ این بود که میزان غیرفعال شدن کاتالیست را به حداقل برسانیم.بر این اساس و بر طبق نتایج حاصل از بهینه‌سازی، تحت شرایط بهینه به‌دست آمده یعنی:دمای ۸۰۰ $^{\circ}C$، درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل برابر با ۴/۷۶ و زمان لایه نشانی ۳/۹۷ min میزان غیر فعال شدن کاتالیست برابر۱/۹۴٪ به‌دست آمدکه به‌منظور بررسی میزان دقت مدل ارائه شده، آزمایش تجربی در نقطه بهینه معرفی شده توسط نرم‌افزار انجام و بر این اساس میزان غیر فعال شدن کاتالیست تحت شرایط بهینه پیشنهادی برابر ۱/۸٪ به‌دست آمد. براساس رابطه ۹ میزان خطای میانگین برای غیرفعال شدن کاتالیست برابر۷/۷٪ به‌دست می‌آید که نشان می‌دهد روش تجزیه و تحلیل آماری می‌توانند نتایج قابل اعتمادی برای تخمین شرایط بهینه درفرآیند رفرمینگ خشک متان ارائه دهد. همچنین در جدول ۵ نتایج به‌دست‌آمده در این مطالعه با سایر نتایج منتشر شده توسط سیستم‌های مشابه مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهند که با وجود به‌کارگیری روشی ساده برای آماده‌سازی کاتالیست، نتایج قابل مقایسه‌ای در مقایسه با سایر روش‌ها ارائه شده است. از طرفی استفاده از رآکتور میکرو کانال با حجم و مقدار کاتالیست کمتر در میزان تبدیل مشابه با رآکتور بستر ثابت نیزمنجر به کاهش مصرف انرژی و کاهش هزینه‌های عملیاتی می‌شود. با این حال به‌واسطه وجود برخی تفاوت‌ها در شرایط آزمایش کاتالیزوری، مقایسه نتایج تحقیقات مختلف به‌راحتی امکان‌پذیر نیست.

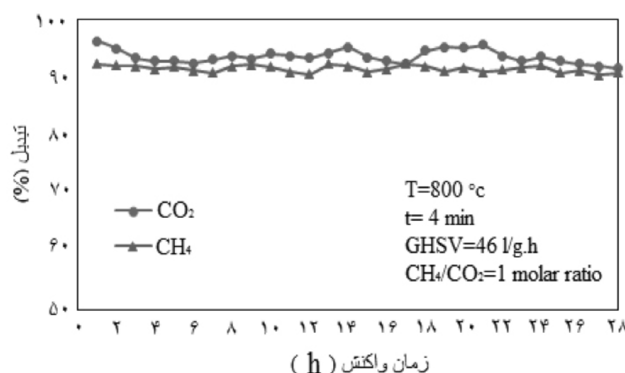
$$\text{خطا}(\%) = \frac{\text{مقادیر تجربی} - \text{مقادیر پیش بینی شده توسط مدل}}{\text{مقادیر تجربی}} \times 100 \quad (۹)$$

آزمایش پایداری لایه‌های کاتالیستی در شرایط بهینه

آزمایش پایداری به‌مدت ۲۸ h برای بهترین نمونه در فشار ۱ atm، دمای ۸۰۰ $^{\circ}C$، خوراکی محتوی متان، دی اکسید کربن و هلیوم با نسبت مولی ۸:۱:۱ دبی خوراک ورودی ۱۰ mL/min، با مصرف ۱۳/۰۴ mg کاتالیست (با وزن کردن نمونه قبل و بعد از فرآیند لایه نشانی)، و سرعت فضایی ۴۶۰۰۰ ((mL/ (hr.g $_{cat}$) مورد مطالعه قرار گرفت. شکل ۱۱ نتایج آزمایش پایداری را نشان می دهد. همان‌گونه که دیده می‌شود درصد تبدیل خوراک در طول ۲۸ h حدودا ثابت و پایدار باقی می ماند. مدت زمان لایه نشانی مناسب ۴ min و ترکیب بهینه اجزای نانوکاتالیست و تقویت‌کننده فاز فعال برای ۵٪ وزنی (Co/Ni) مسئول توزیع اندازه ذرات کوچک و یکنواخت و پراکندگی بالای فاز فعال هستند. بر این اساس، پایداری عالی کاتالیزور را می‌توان به توزیع اندازه ذرات یکنواخت و نانوذرات کوچک نسبت داد که باعث بهبود فعال سازی CO_2 از طریق معکوس واکنش بودوارد می‌شود.

جدول ۵ مقایسه نتایج به‌دست آمده در این مطالعه با نتایج مقالات منتشر شده

مرجع	روش آماده‌سازی	H_2/CO نسبت مولی	درصد تبدیل متان (٪)	سرعت فضایی $mL/ h\cdot g_{cat}$	دما (C)	وزن مصرفی (mg)	نوع کاتالیست
این مطالعه	PVD	۰/۹۴	۹۲/۴	۴۶۰۰۰	۸۰۰	۱۳/۰۴	$Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$
[۳۶]	سل-ژل	۱/۰۱	۹۰/۱	۲۴۰۰۰	۸۵۰	۱۰۰	$Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$
[۳۷]	رسوبی	۰/۹۶	۹۱	۱۸۰۰۰	۸۰۰	۱۵۰	$Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$
[۳۱]	تلقیح	۱/۰۰	۹۵	۱۴۰۰۰	۷۵۰	۲۰۰	$Ni\text{–}Cu/Al_2O_3$
[۲۷]	کندوپاش	۰/۹۷	۹۴/۸	۶۴۰۰۰	۸۰۰	۹/۳	Ni/Al_2O_3



شکل ۱۱ درصد تبدیل CH_4،CO_2 در شرایط بهینه برای لایه‌های کاتالیستی $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ در آزمایش پایداری

این یافته‌ها با نتایج ژانگ و همکاران [۳۴] نیز مطابقت دارد. آنها نشان دادند که اندازه ذرات کوچک، جذب CO_2 را افزایش داده و منجر به مهار کامل رسوب کربن بدون از بین بردن فعالیت می‌شود. جدا از اثرات افزایش زمان رسوب‌گذاری و ترکیب بهینه نانوکاتالیست، پایداری طولانی مدت $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ را می‌توان با استفاده از زیرکونیا نیز بررسی کرد. زیرکونیا در این فرآیند به‌عنوان یک فاز فعال بازی عمل کرده که می‌تواند جذب گاز اسیدی CO_2 را افزایش دهد. از سوی دیگر، این اکسید فلزی می‌تواند نقش یک مانع را در برابر کلوخه شدن فاز فعال ایفا کند. بر این اساس، ZrO_2 اثر مناسبی را بر پایداری نانوکاتالیست نشان می‌دهد. علاوه‌بر این، استفاده از روش مناسب پوشش‌دهی نانوکاتالیست‌ها برروی زیرلایه فولادی ضد زنگ به پایداری خوب نانوکاتالیست‌ها کمک کرده است.

نتیجه‌گیری

هدف از این مطالعه ارزیابی عملکرد کاتالیست‌های نیکل بنیان در فرآیند رفرمینگ خشک متان با استفاده از رآکتورهای میکروکانال بوده است.به همین منظور و با به‌کارگیری روش رسوب فیزیکی بخار، لایه‌های نازک $Ni\text{-}Co/Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ برروی صفحات استیل ضد زنگ لایه نشانی شدند.طراحی آزمایش‌ها با روش باکس-بنکن انجام شد ودرآن اثر پارامترهای مختلف همچون زمان لایه نشانی (t)، درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل (X) و دمای واکنش (T) برغیرفعال‌سازی کاتالیست در طول min ۳۶۰ زمان واکنش مورد مطالعه قرار گرفت. تصاویر FESEM نشان دادندکه در نانوکاتالیست‌های با ۵٪ وزنی کبالت نسبت به نیکل، ذرات تشکیل‌شده متراکم‌تر، کوچک‌ترو دارای یکنواختی بیشتری هستند به‌طوری‌که بیش از ۹۵٪ ذرات تشکیل شده کوچکتر از ۲۰ nm اندازه داشتند.علاوه‌بر این و براساس آنالیز EDX پراکندگی یکنواخت عناصر برروی زیر لایه نشان داده شد و نتایج حضور همه عناصر مورد استفاده درفرآیند لایه نشانی را تاییدکرد. همچنین بررسی الگوی GIXRD نشان داد که افزایش زمان لایه نشانی منجر به تشکیل لایه‌های کاتالیزوری با بلورینگی مناسب شده که این امر را می‌توان به رشد کریستال‌های دو فلزی Ni-Co و پراکندگی آنها برروی پایه $Al_2O_3\text{-}ZrO_2$ نسبت داد. بنابراین در بین نمونه‌های مورد مطالعه برای شرایط بهینه یعنی درصد وزنی کبالت نسبت به نیکل برابر ۵٪ و زمان رسوب ۴ min، کمترین میزان رسوب و بالاترین میزان پایداری ثبت شد. نتایج نشان داد که کاتالیست سنتز شده در این روش، با وجود روش آماده‌سازی ساده، نتایج قابل قبولی را به‌همراه دارد. از طرفی با استفاده از روش رسوب فیزیکی بخار می‌توان به ساختار یکنواخت با پراکندگی مناسب فاز فعال دست یافت.

مراجع

[1]. Li K, Wang H, Wei Y, Yan D (2011) Transformation of methane into synthesis gas using the redox property of Ce–Fe mixed oxides: effect of calcination temperature, International Journal of Hydrogen Energy, 36, 5: 3471-3482, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.12.038.
[2]. Estifaee P, Haghighi M, Babaluo A A, Rahemi N, Jafari M F (2014) The beneficial use of non-thermal plasma in synthesis of Ni/Al_2O_3–MgO nanocatalyst used in hydrogen production from reforming of CH_4/CO_2 greenhouse gases, Journal of Power Sources, 257: 364-373, doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.01.128.
[3]. Ma J, Sun N, Zhang X, Zhao N, Xiao F, Wei W, Sun Y (2009) A short review of catalysis for CO_2 conversion, Catalysis Today, 148, 3-4: 221-231, doi.org/10.1016/j.cattod.2009.08.015.
[4]. Rostrup-Nielsen J R (2000) New aspects of syngas production and use, Catalysis Today, 63, 2-4: 159-164, doi.org/10.1016/S0920-5861(00)00455-7.
[5]. York A P, Xiao T, Green M L (2003) Brief overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas, Topics in Catalysis, 22: 345-358.
[6]. Patel S, Kundu S, Halder P, Marzbali M H, Chiang K, Surapaneni A, Shah K (2020) Production of hydrogen by catalytic methane decomposition using biochar and activated char produced from biosolids pyrolysis, International Journal of Hydrogen Energy, 45, 55: 29978-29992, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.036.
[7]. Hou Z, Chen P, Fang H, Zheng X, Yashima T (2006) Production of synthesis gas via methane reforming with CO_2 on noble metals and small amount of noble-(Rh-) promoted Ni catalysts, International Journal of Hydrogen Energy, 31, 5: 555-561, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2005.06.010.
[8]. Zhang L, Zhang Q, Liu Y, Zhang Y (2016) Dry reforming of methane over Ni/MgO-Al_2O_3 catalysts prepared by two-step hydrothermal method, Applied Surface Science, 389: 25-33, doi.org/10.1016/j.apsusc.2016.07.063.
[9]. Pechimuthu N A, Pant K K, Dhingra S C (2007) Deactivation studies over Ni− K/CeO_2− Al_2O_3 catalyst for dry reforming of methane, Industrial and Engineering Chemistry Research, 46, 6: 1731-1736, doi.org/10.1021/ie061389n.
[10]. Bychkov V Y, Tyulenin Y P, Firsova A A, Shafranovsky E A, Gorenberg A Y, Korchak V N (2013) Carbonization of nickel catalysts and its effect on methane dry reforming, Applied Catalysis A: General, 453: 71-79.
[11]. Rahemi N, Haghighi M, Akbar Babaluo A, Fallah Jafari M, Khorram S (2013) Conversion of CH_4/CO_2 to syngas over Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2 nanocatalyst synthesized via plasma assisted co-impregnation method: Surface properties and catalytic performance, Journal of Applied Physics, 114, 9: 094301, doi.org/10.1063/1.4816462.
[12]. Rahmani F, Haghighi M, Vafaeian Y, Estifaee P (2014) Hydrogen production via CO_2 reforming of methane over ZrO_2-Doped Ni/ZSM-5 nanostructured catalyst prepared by ultrasound assisted sequential impregnation method, Journal of Power Sources, 272: 816-827, doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.08.123.
[13]. Martınez R, Romero E, Guimon C, Bilbao R (2004) CO_2 reforming of methane over coprecipitated Ni–Al catalysts modified with lanthanum, Applied Catalysis A: General, 274, 1-2: 139-149, doi.org/10.1016/j.apcata.2004.06.017.
[14]. Jabbour K, Massiani P, Davidson A, Casale S, El Hassan N (2017) Ordered mesoporous "one-pot" synthesized Ni-Mg (Ca)-Al_2O_3 as effective and remarkably stable catalysts for combined steam and dry reforming of methane (CSDRM), Applied Catalysis B: Environmental, 201: 527-542, doi.org/10.1016/j.apcatb.2016.08.009.
[15]. Li D, Li R, Lu M, Lin X, Zhan Y, Jiang L (2017) Carbon dioxide reforming of methane over Ru catalysts supported on Mg-Al oxides: A highly dispersed and stable Ru/Mg (Al) O catalyst, Applied Catalysis B: Environmental, 200: 566-577, doi.org/10.1016/j.apcatb.2016.07.050.
[16]. Sajjadi S M, Haghighi M, Rahmani F (2014) Dry reforming of greenhouse gases CH_4/CO_2 over MgO-promoted Ni–Co/Al_2O_3–ZrO_2 nanocatalyst: effect of MgO addition via sol–gel method on catalytic properties and hydrogen yield, Journal of Sol-gel Science and Technology, 70: 111-124.
[17]. Song J H, Han S J, Yoo J, Park S, Kim D H, Song I K (2016) Effect of Sr content on hydrogen production by steam reforming of ethanol over Ni-Sr/Al_2O_3-ZrO_2 xerogel catalysts, Journal of Molecular Catalysis A: Chemical, 418: 68-77, doi.org/10.1016/j.molcata.2016.03.035.
[18]. Singha R K, Shukla A, Yadav A, Adak S, Iqbal Z, Siddiqui N, Bal R (2016) Energy efficient methane tri-reforming for synthesis gas production over highly coke resistant nanocrystalline Ni–ZrO_2 catalyst, Applied Energy, 178: 110-125, doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.043.
[19]. Rezaei M, Alavi S M, Sahebdelfar S, Bai P, Liu X, Yan Z F (2008) CO_2 reforming of CH4 over nanocrystalline zirconia-supported nickel catalysts, Applied Catalysis B: Environmental, 77, 3-4: 346-354, doi.org/10.1016/j.apcatb.2007.08.004.
[20]. San-José-Alonso D, Juan-Juan J, Illán-Gómez M J, Román-Martínez M C, Ni, Co and bimetallic Ni-Co catalysts for the dry reforming of methane, Applied Catalysis A:General, 371, 54-59, doi.org/10.1016/j.apcata.2009.09.026.

[21]. Zhang J, Wang H, Dalai A K (2007) Development of stable bimetallic catalysts for carbon dioxide reforming of methane, Journal of Catalysis, 249, 2: 300-310, doi.org/10.1016/j.jcat.2007.05.004.
[22]. Therdthianwong S, Siangchin C, Therdthianwong A (2008) Improvement of coke resistance of Ni/Al_2O_3 catalyst in CH_4/CO_2reforming by ZrO_2 addition, Fuel Processing Technology, 89, 160–168, doi.org/10.1016/j. Fuproc.2007.09.003.
[23]. Rahemi N, Haghighi M, Babaluo A A, Fallah Jafari M, Estifaee P (2013) Synthesis and physicochemical characterizations of Ni/Al_2O_3-ZrO_2 nanocatalyst prepared via impregnation method and treated with non-thermal plasma for CO_2 reforming of CH_4, Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 19: 1566-1576, doi.org/10.1016/j.jiec.2013.01.024.
[24]. Hou T, Zhang S, Xu T, Cai W (2014) Hydrogen production from oxidative steam reforming of ethanol over Ir/CeO_2 catalysts in a micro-channel reactor, Chemical Engineering Journal, 255: 149-155, doi.org/10.1016/j.cej.2014.06.046.
[25]. Kumar V, Paraschivoiu M, Nigam K D P (2011) Single-phase fluid flow and mixing in microchannels, Chemical Engineering Science, 66, 7: 1329-1373, doi.org/10.1016/j.ces.2010.08.016.
[26]. Mahan J E (2000) Physical vapor deposition of thin films, 336.
[27]. Rezaei R, Moradi G (2018) Study of the performance of dry methane reforming in a microchannel reactor using sputtered Ni/Al_2O_3 coating on stainless steel, International Journal of Hydrogen Energy, 43, 46: 21374-21385, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.200.
[28]. Mahboob S, Haghighi M, Rahmani F (2017) Sonochemically preparation and characterization of bimetallic Ni-Co/Al_2O_3-ZrO2 nanocatalyst: Effects of ultrasound irradiation time and power on catalytic properties and activity in dry reforming of CH_4, Ultrasonics Sonochemistry, 38: 38-49, doi.org/10.1016/j.ultsonch.2017.02.039.
[۲۹]. شریفی م، حقیقی م، علیزاده اسلامی ع، رحمانی ف، راحمی ن. (۱۳۹۴) سنتز و تعیین خصوصیات نانوکاتالیست با استفاده از روش‌های Ni-Cu/Al_2O_3-ZrO_2 تلقیح متوالی و سل- ژل جهت استفاده در تبدیل متان و دی اکسیدکربن به گاز سنتز، مجله پژوهش نفت، دوره ۲۵ شماره: ۸۵-۱، صفحات ۱۵۷-۱۴۲، .dor 20.1001.1.23452900.1394.25.185.11.5
[30]. Forutan H R, Karimi E, Hafizi A, Rahimpour M R, Keshavarz P (2015) Expert representation chemical looping reforming: A comparative study of Fe, Mn, Co and Cu as oxygen carriers supported on Al_2O_3, Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 21: 900-911, doi.org/10.1016/j.jiec.2014.04.031.
[31]. Nataj S M M, Alavi S M, Mazloom G (2018) Modeling and optimization of methane dry reforming over Ni–Cu/Al_2O_3 catalyst using Box–Behnken design, Journal of Energy Chemistry, 27, 5: 1475-1488, doi.org/10.1016/j.jechem.2017.10.002.
[32]. Nikoo M K, Amin N A S (2011) Thermodynamic analysis of carbon dioxide reforming of methane in view of solid carbon formation, Fuel Processing Technology, 92, 3: 678-691, doi.org/10.1016/j.fuproc.2010.11.027.
[33] Chen Q, Zhang J, Pan B, Kong W, Chen Y, Zhang, W, Sun Y (2017) Temperature-dependent anti-coking behaviors of highly stable Ni-CaO-ZrO_2 nanocomposite catalysts for CO_2 reforming of methane, Chemical Engineering Journal, 320: 63-73, doi.org/10.1016/j.cej.2017.03.029.
[34]. Zhang J, Wang H, Dalai A K (2008) Effects of metal content on activity and stability of Ni-Co bimetallic catalysts for CO_2 reforming of CH_4, Applied Catalysis A: General, 339: 121-129, doi.org/10.1016/j.apcata.2008.01.027.
[35]. Rad S J H, Haghighi M, Eslami A A, Rahmani F, Rahemi N (2016) Sol–gel vs. impregnation preparation of MgO and CeO_2 doped Ni/Al_2O_3 nanocatalysts used in dry reforming of methane: Effect of process conditions, synthesis method and support composition, International Journal of Hydrogen Energy, 41, 11: 5335-5350, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.002.
[36]. Sharifi M, Haghighi M, Rahmani F, Karimipour S (2014) Syngas production via dry reforming of CH_4 over Co-and Cu-promoted Ni/Al_2O_3–ZrO2 nanocatalysts synthesized via sequential impregnation and sol–gel methods, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 21: 993-1004, doi.org/10.1016/j.jngse.2014.10.030.
[37]. Al-Fatesh A S, Abu-Dahrieh J K, Atia H, Armbruster U, Ibrahim A A, Khan W U, Fakeeha A H (2019) Effect of pre-treatment and calcination temperature on Al_2O_3-ZrO2 supported Ni-Co catalysts for dry reforming of methane, International Journal of Hydrogen Energy, 44, 39: 21546-21558, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.06.085.

طراحی رزوه ملّی برای لوله‌های جداری، مغزی و تجهیزات درون چاهی نفت و گاز

مهدی نظری صارم

گروه مهندسی نفت، معدن و مواد، دانشکده عمران و منابع زمین، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۳/۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۵/۲۴

چکیده

یکپارچگی چاه یک هدف و راه حل جهت حفاظت از جان انسان، محیط‌زیست و در نهایت میزان تولید نفت و گاز در طول عمر چاه است. یکپارچگی چاه نیازمند استفاده از اتصالات مطمئن برای لوله‌ها و تجهیزات درون چاهی است. در این تحقیق با استفاده از نرم‌افزار های مدل‌سازی و شبیه‌سازی به روش اجزا محدود به طراحی و تحلیل اتصال اختصاصی که مورد نیاز شرایط چاه‌های فعلی نفت و گاز می‌باشد پرداخته شده است. بارگذاری اتصال براساس آزمون سخت سری A از استاندارد ISO 13679 به‌صورت مرکب شامل اعمال نیروهای محوری کشش و فشردگی به همراه فشار داخلی و فشاری صورت پذیرفت. نتایج تحلیل اتصال با استفاده از معیارهای تنش و قابلیت نشت‌پذیری مورد ارزیابی قرار گرفت. نتایج تحقیق نشان داد که اتصال طراحی شده به‌طور کامل الزامات استاندارد را برآورده می‌نماید. مقدار تنش ایجاد شده در بارگذاری‌های مختلف پایین‌تر از استحکام تسلیم ماده قرار دارد در ضمن فشار تماسی سطوح نشت‌بند، نشت‌پذیری قابل اعتمادی را ایجاد می کند. مشخص گردید طراحی به روش اجزا محدود می تواند ابزار قابل اعتماد و کم هزینه و جایگزین آزمایش های فیزیکی قرار داشته باشد.

کلمات کلیدی: لوله‌های درون چاهی، اتصال اختصاصی، روش اجزا محدود، نشت‌پذیری.

مقدمه

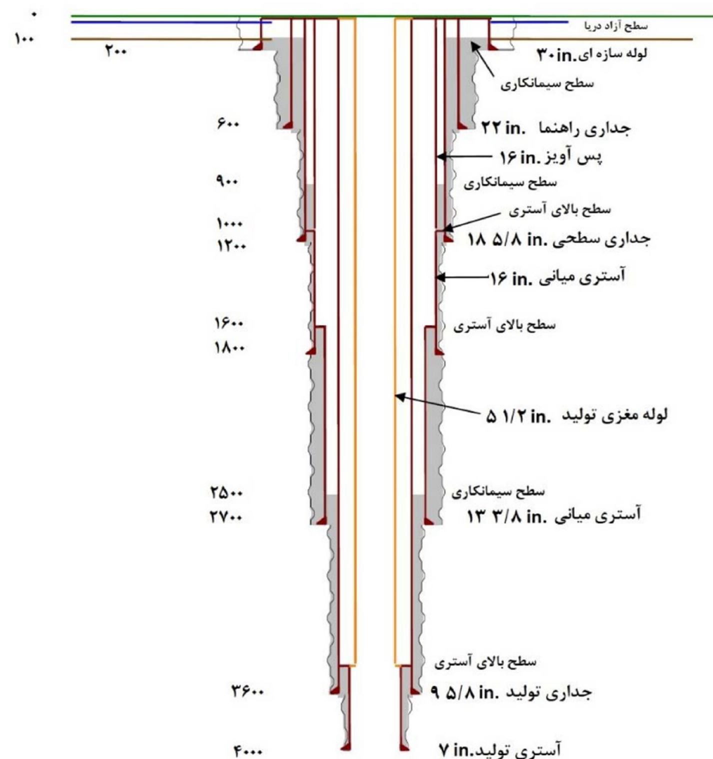
یکپارچگی چاه امروزه یکی از حیاتی ترین موضوعات مربوط به بخش مهندسی و تأمین کالای چاه های نفت و گاز است. این موضوع به ویژه در طول توسعه منابع هیدروکربنی غیرمتعارف اهمیت فراوانی دارد. لوله‌های جداری[1] و مغزی[2] از اجزاء بسیار مهم چاه‌های نفت و گاز می‌باشند. شکل ۱ شماتیکی از برنامه لوله‌های جداری و مغزی را نشان می‌دهد. عنصر حیاتی لوله‌های جداری و مغزی، اتصال رزوه‌ای آن است. لوله‌های جداری و مغزی از طریق اتصالات رزوه‌ای به یکدیگر پیچ شده و به درون چاه فرستاده می شوند. شکل ۲ شماتیکی از لوله درون چاهی به همراه اتصال رزوه ای با رابط را نشان می‌دهد. از آنجا که لوله‌های جداری و مغزی در هنگام قرارگیری در چاه حین عملیات سیمان‌کاری، حفاری و تولید تحت بارگذاری‌های مختلفی از جمله کشش محوری، فشردگی محوری، فشار داخلی و خارجی قرار می‌گیرند، اتصالات پارامتر کلیدی در برنامه عملیات حفاری و اکتشاف نفت و گاز به لحاظ ارتباط مستقیم آن با استحکام لوله می‌باشد.

*مسؤول مکاتبات

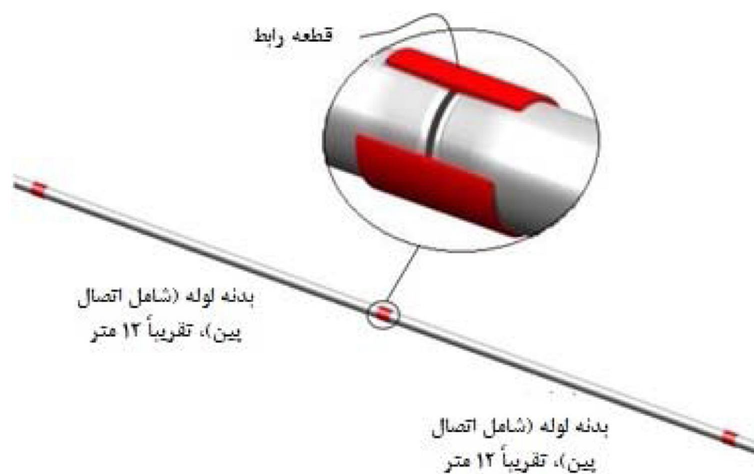
آدرس الکترونیکی mahdinazarisaram@iauctb.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4822.3159)

1. Casing
2. Tubing



شکل ۱ شماتیکی از برنامه لوله‌های جداری و مغزی.



شکل ۲ شماتیکی از لوله درون چاهی به همراه اتصال رزوه ای با رابط.

امروزه اتصالات لوله‌های جداری و مغزی به دو دسته اتصالات استاندارد یا API و اختصاصی تقسیم‌بندی می‌شوند.

API، مشخصه، استاندارد، روش‌های توصیه شده و مستنداتی ارائه می کند که در آن حداقل ها و الزامات برای ساخت و آزمون های فیزیکی و عملکردی اتصالات استاندارد توضیح داده شده است [۱ و ۲]. توسعه ساختاری، ابعادی و ویژگی های نشت‌پذیری[1] موردنیاز بویژه در شرایط کاری سخت منجر به طراحی اتصالات اختصاصی شده است. این اتصالات برای بدست آوردن کیفیت بالاتر از استاندارد طراحی می شوند. استحکام سازه، نشت‌پذیری، مقاومت به خوردگی و غیره در این اتصالات در

1. Sealability

مقایسه با اتصالات استاندارد بهبود پیدا کرده است.

سابقه طراحی و ساخت اتصالات اختصاصی بسیار گسترده است. تقریباً از سال ۱۹۲۵ با شکل‌گیری انجمن مهندسی نفت امریکا طراحی و ساخت اتصالات آغاز گردید. برخی از اتصالات طراحی شده در قالب استانداردهای API ارائه گردید. غیر از اتصالات استاندارد اولین اتصال اختصاصی دارای دو شانه در سال ۱۹۳۴ توسط شرکت تناریس طراحی و روانه بازار شد. اتصال مذکور قابل استفاده در شرایط گشتاور بالا (کار با رشته لوله‌ها[1]) بود. در سال ۱۹۳۷ طراحی مشابه‌ای از اتصال دو شانه به نام Tenraris CS توسط شرکت تناریس ارائه گردید که محدوده قطر بیشتری از لوله‌ها را پوشش داد. در سال ۱۹۶۵ مهندس با استعداد شرکت ولورک T اتصال اختصاصی با قابلیت نشت‌بندی در برابر گاز را برای توسعه یک میدان گازی واقع در جنوب غربی فرانسه را اختراع کرد. مقدار گوگرد این میدان در حدی بود که تصور می‌شد امکان بهره‌برداری از این میدان وجود ندارد. تاکنون اتصالات اختصاصی مختلفی با قابلیت‌های متفاوتی بویژه توسط شرکت ولورک، تناریس و کاوازاکی طراحی و ساخته شده است. در حال حاضر نیز بسیاری از شرکت‌های چینی و اروپای شرقی طراحی و عرضه اتصالات اختصاصی را با توجه به شرایط بازار و نیاز مشتریان مخصوصاً کشورهای خاورمیانه را دنبال می‌کنند.

بررسی عملکرد اتصالات با دو روش تحلیل به روش اجزا محدود و آزمون فیزیکی صورت پذیرفته است. تحلیل اجزا محدود که در این پژوهش از آن استفاده می شود ابزاری مناسب در طراحی اتصال و تأیید کیفیت آن می‌باشد. در سال ۱۹۷۱ مدل دو بعدی اجزا محدودی ایجاد گردید [۳]. با مقایسه نتایج رضایت بخش آن با تحقیقات قبلی مانند بررسی‌های فوتوالاستیک مشخص شد که مدل اجزا محدود برای بررسی اتصالات رزوه‌ای مناسب می‌باشد. در سال ۱۹۸۵ سه رزوه به‌صورت دو بعدی مدل شد [۴]. هر سطح رزوه بصورت یکنواخت بارگذاری شده بود و قیدگذاری مدل در جدار داخلی در جهت محوری انجام شده بود. سپس، انحراف محوری رزوه محاسبه شد. در سال ۲۰۰۴ با استفاده از همین روش ایده خوبی درخصوص یکپارچگی اتصالات ارائه شد [۵]. در این مطالعات برخی از مفروضات برای مدل‌های ساده شده مانند نادیده گرفتن زاویه پیچ، بارگذاری روی اتصالات، و غیره ایجاد گردید. با استفاده از روش اجزا محدود به تحلیل اتصالات رزوه ای اختصاصی تحت بارگذاری طبق استاندارد ISO ۱۳۶۷۹ پرداخته شد [۶]. به منظور انعکاس واقعی یکپارچگی اتصالات پریمیوم در شرایط کاری، یک مدل المان محدود سه بعدی از یک اتصال اختصاصی که معمولاً در چاه‌های دشوار استفاده می‌شود در نرم‌افزار تحلیل المان محدود اباکوس ایجاد گردید. یکپارچگی اتصال پریمیوم با توجه به بار اعمال شده توسط آزمون سری B استاندارد و آزمون سیکل حرارتی شبیه‌سازی و تجزیه و تحلیل شد. با استفاده از روش اجزا محدود مدل سه بعدی با در نظر گرفتن زاویه مارپیچ رزوه یک اتصال اختصاصی شبیه‌سازی شد [۷]. در این مطالعه با استفاده از روش تحلیل اجزا محدود و اعمال بارگذاری براساس استاندارد ISO ۱۳۶۷۹ آزمون سری B به همراه سیکل دمایی و بارگذاری خمشی مورد بررسی قرار گرفت.

در حال حاضر اکثر میادین نفتی و گازی کشور دارای فشارهای بالا می باشند و عمده میادین دارای سیال خورنده و ترش هستند که این موضوع اهمیت استفاده از اتصال اختصاصی با قابلیت نشت‌بند بودن را نشان می‌دهد. از طرفی با توجه به نیاز مبرم صنعت نفت و گاز، بومی‌سازی اتصالات اختصاصی مطابق با استانداردهای روز دنیا و با توجه به شرایط خاص کشور بویژه در شرایط تحریم و مشکلات عدیده در این زمینه ضرورت دارد. در این راستا با طراحی رزوه ملی می‌توان گامی مهم در

1. Workstring

جهت بومی‌سازی و خودکفایی دست یافت. در این پژوهش ضمن طراحی و شبیه‌سازی اتصال اختصاصی لوله مغزی سایز 4/5 inch پارامترهای مهم در طراحی اتصالات ارائه شده است.

روش انجام کار

اصولاً اتصالات اختصاصی دارای سه مشخصه هندسی اصلی می‌باشند که بارها در طراحی‌های مختلف برای بهبود عملکرد اصلاح شده‌اند. در واقع تفاوت اتصالات اختصاصی با یکدیگر تغییر این موارد می‌باشد. این موارد عبارتند از ۱- پروفایل رزوه، ۲- شانه گشتاور[1]، ۳- نشت‌بند فلز با فلز.

پروفایل رزوه: پروفایل رزوه اتصالات اختصاصی در یکپارچگی اتصال به لحاظ تحمل نیروهای کشش و فشردگی نقش مهمی دارند. از طرفی، سرعت عملیات رانش لوله‌های جداری و مغزی که ارتباط مستقیمی با کاهش هزینه‌های عملیات حفاری دارد تحت تأثیر طراحی پروفایل رزوه می‌باشد. عمدتاً تعداد رزوه در هر اینچ لوله‌های جداری ۵ و لوله‌های مغزی بالاتر از ۶ عدد می‌باشد. هرچه تعداد رزوه در هر اینچ بیشتر باشد فشار تماسی ایجاد شده در سطوح نشت‌بند به دلیل ایجاد زاویه منفی بیشتر می‌شود. برای رزوه طراحی شده تعداد رزوه در هر اینچ ۶ عدد می‌باشد به این معنی که گام رزوه‌ها برابر با 4/233 mm می‌باشد.

مشخصه دیگر طراحی رزوه، زاویه مخروط می‌باشد که همانند رزوه باترس برابر با 0/0625 in به ازای هر اینچ طولی (۶/۲۵٪) در نظر گرفته شد. به جهت سهولت رانش و امکان رانش در شرایط عدم هم محوری لوله‌ها، سطوح ریشه و تاج رزوه‌ها موازی محور لوله طراحی گردید.

استفاده از تکنیک دو پله ای[1] برای سطح جانبی آزاد رزوه [2] از جزییات دیگر طراحی پروفایل رزوه می‌باشد. این ویژگی باعث افزایش سرعت عملیات بستن اتصال و همچنین کاهش آسیب به پوشش رزوه[3] از طریق درگیری کمتر رزوه‌ها می‌گردد. با توجه به اینکه احتمال تماس سطوح جانبی آزاد در هنگام اعمال نیروی فشردگی محوری به اتصال وجود دارد ارتفاع لبه پخ دارای اهمیت می‌باشد. مقدار توصیه شده برای ارتفاع لبه پخ (h) نسبت به ارتفاع رزوه پین (H) یعنی نرخ h/H عموماً برابر با ۰/۵-۰/۲۵ می‌باشد. همچنین، نسبت سطح مقطع لبه پخ (h') به سطح مقطع کل سطح جانبی آزاد (h'+H') می‌بایست نامساوی ذیل را ارضا کند [8]:

$$\frac{h'}{h'+H'}(h/H=0.25)\leq\frac{h'}{h'+H'}\leq\frac{h'}{h'+H'}(h/H=0.5) \quad (۱)$$

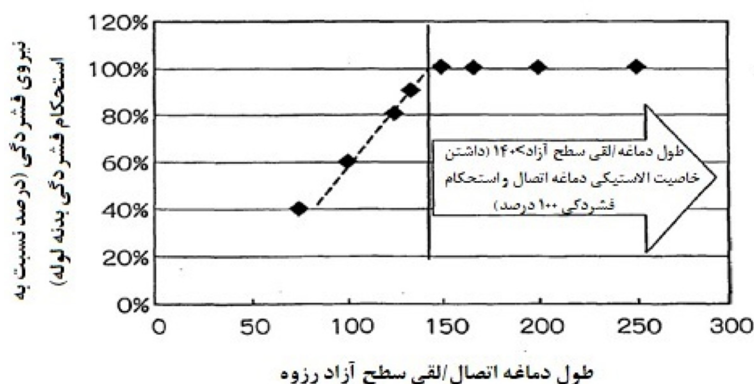
$$h'=\frac{h-z\left(1-\sin\beta\right)}{\cos\beta}-y.\sin\left(\beta/2-\alpha/2\right) \quad (۲)$$

$$H'=\frac{H-h-x}{\cos\alpha}+x.\sin\alpha-y.\sin\left(\beta/2-\alpha/2\right) \quad (۳)$$

پارامترهای y، x و z به ترتیب قطر دایره در ریشه، لبه پخ و تاج رزوه های باکس می باشد. پارامترهای α و β نیز به ترتیب زاویه جانبی آزاد و زاویه لبه پخ روی سطح جانبی آزاد می‌باشد. مقدار توصیه شده برای پارامترهای y، x و z ،mm ۱/۸-۱ می‌باشد. در طراحی انجام شده مقادیر y و z، mm ۰/۱۵ و مقدار x، mm ۰/۴ در نظر گرفته شده است. در نتیجه مقدار نامساوی ذکر شده برابر با ۰/۴۸ محاسبه می‌شود.

یکی دیگر از پارامترهای مهم در طراحی پروفایل رزوه، لقی بین سطوح جانبی آزاد می‌باشد. این پارامتر به همراه طول دماغه اتصال اهمیت بسزایی در تحمل نیروی فشردگی اتصال دارد. نتایج مطالعات [9] نشان می‌دهد در صورتی که نسبت طول دماغه به لقی مذکور بیش از ۱۶۰-۱۴۰ باشد مقاومت فشردگی محوری اتصال برابر با ۱۰۰٪ مقاومت فشردگی محوری لوله می‌باشد (شکل ۳). در نظر گرفتن معیار مذکور نیاز به طراحی دماغه اتصال با طول بلند می‌باشد که از طرفی باعث کاهش مقاومت در برابر فشار خارجی خواهد شد.

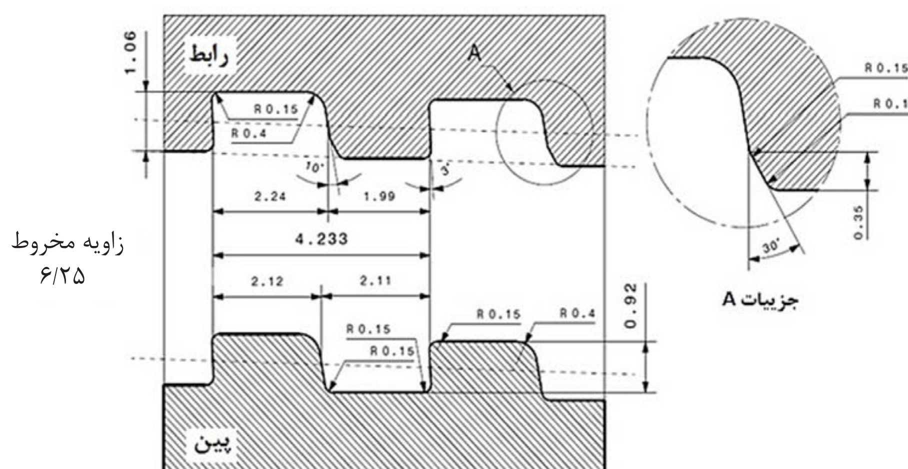
1. Two-Step
2. Stabbing Flank
3. Thread Coating



شکل ۳ مقاومت فشردگی محوری اتصال براساس طول دماغه اتصال و لقی رزوه‌ها [۹].

به‌طور کلی، در هنگام اعمال نیروی فشردگی بخشی از آن توسط دماغه اتصال و بخشی دیگر توسط رزوه‌ها قابل بارگذاری می‌باشد. در صورتی که نیاز به تحمل نیروی فشردگی بالا باشد به عنوان مثال در کاربردهای لوله‌های جداری و آستری می‌بایست علاوه بر تحمل نیروی فشردگی توسط دماغه اتصال، رزوه‌ها نیز در سطوح جانبی آزاد درگیر شده (لقی موجود حذف گردد) و بخشی از نیروی فشردگی را جذب کنند. در کاربردهای لوله مغزی که عمدتاً نیروی فشردگی به اتصال وارد نمی‌شود نیاز به درگیری رزوه‌ها نمی‌باشد. با در نظر گرفتن توضیحات فوق لقی سطوح جانبی آزاد عمدتاً در محدوده µm ۳۰۰-۱۰ طراحی می‌شود. در طراحی مورد نظر لقی سطوح جانبی آزاد µm ۱۳۰ میکرون (mm ۰/۱۳) در نظر گرفته شده است. طرح پروفایل رزوه در شکل ۴ نشان داده شده است.

طراحی نشست‌بند و شانه اتصال: طراحی نشست‌بند و شانه اتصال تحت تأثیر ویژگی‌های فشار داخلی، فشار خارجی و نیروی فشردگی می‌باشد. البته پارامترهای دیگری مانند جلوگیری از آسیب ناحیه نشست‌بند در حین فرآیندهای حمل و نقل لوله‌ها نیز در طراحی مؤثر می‌باشد. ضخامت دماغه پین به‌طور مستقیم در تحمل نیروی فشردگی محوری اتصال دخالت دارد. ضخامت دماغه پین اتصالات اختصاصی عمدتاً در حدود ۵۰-۴۰٪ سطح مقطع بدنه لوله می‌باشد. در صورتی که این مقدار برای نیروی فشردگی کافی نباشد نیاز به درگیری رزوه‌ها در هنگام اعمال نیروی فشردگی می‌باشد. نکته دیگر در ارتباط با ضخامت دماغه پین این است که هر چه ضخامت دماغه بیشتر باشد تحمل اتصال در برابر فشار خارجی بیشتر می‌شود.



شکل ۴ طراحی پروفایل رزوه.

در طراحی صورت گرفته نسبت سطح مقطع دماغه پین به سطح مقطع بدنه لوله در حدود ۵۸٪ محاسبه گردید.

طول دماغه پین وابسته به سایز لوله می باشد. عمدتاً طول دماغه پین برابر با ۲۲-۴ mm بر حسب سایز لوله های جداری و مغزی می باشد. هرچه طول دماغه پین بیشتر باشد قابلیت نشت‌بندی آن بیشتر می شود. البته افزایش طول دماغه از مقداری مشخص بی اثر بوده و برعکس تحمل اتصال در برابر فشار خارجی به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد. طول دماغه پین اتصال مورد نظر در حدود ۷ mm در نظر گرفته شد.

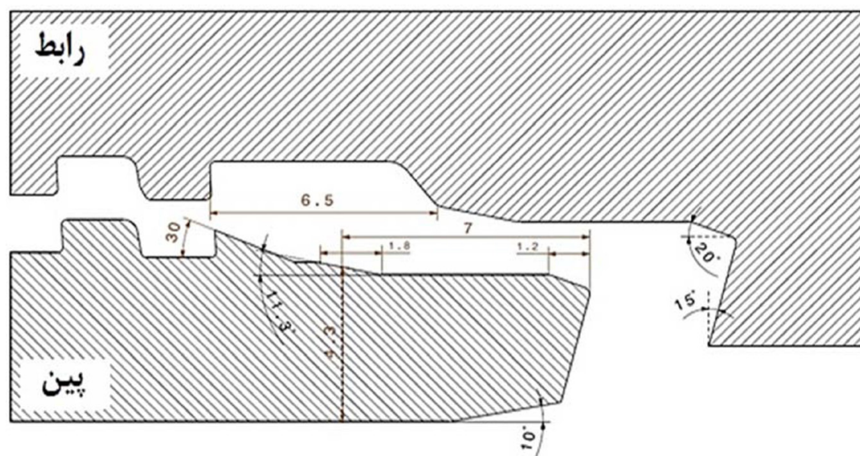
طراحی صورت گرفته شامل دو نشت‌بند می باشد. نشت‌بند اولیه که وظیفه اصلی نشت‌بندی بویژه در برابر فشار خارجی را بر عهده دارد نزدیک به رزوه‌ها می‌باشد. این نشت‌بند به دلیل اینکه در پایین خط فرضی بین رزوه اول و لبه دماغه پین طراحی شده است در برابر آسیب‌های حین حمل و نقل مصون می‌باشد. نشت‌بند ثانویه در لبه دماغه پین قرار دارد. این نشت‌بند در برابر فشار داخلی مقاوم می‌باشد. به هر حال نشت‌بند مذکور به دلیل اینکه در لبه دماغه پین قرار دارد در معرض آسیب‌های حمل و نقل قرار دارد. زاویه نشت‌بند اهمیت بالایی در تحمل فشار داخلی اتصال دارد. البته در برابر فشار خارجی تأثیر آن به مراتب کمتر است. چنانچه زاویه نشت-بند زیاد باشد فشار تماسی در هنگام اعمال نیروی کششی بالا به شدت افت می‌کند. از طرفی، زاویه نشت‌بند کم احتمال ایجاد ساییدگی سطوح نشت‌بند در هنگام باز و بستن اتصال را ممکن است به دنبال داشته باشد. مقادیر پیشنهادی برای زاویه نشت‌بند ۵ تا ۲۵° و ترجیحاً ۱۰ تا ۲۰° می باشد. در طراحی مورد نظر زاویه نشت‌بند اولیه ۱۱/۳° و زاویه نشت‌بند ثانویه ۲۰° در نظر گرفته شد.

سطح نشت‌بند به منظور تضمین خواص نشت‌بندی به ناحیه‌ای از تماس قابل توجهی با طول محوری حداقل حدود ۱ تا ۱/۵ mm نیاز دارد. با این حال، اگر طول سطح نشت‌بندی بیش از حد زیاد باشد، ضخامت دماغه پین کاهش می‌یابد و نرخ استحکام اتصال در برابر فشار خارجی و نیروی محوری فشردگی پایین محاسبه می‌شود. مقدار توصیه شده برای طول نشت‌بند بین ۲ الی ۸ mm می‌باشد [۱۰].

طراحی شانه اتصال عمدتاً به‌صورت عمود یا زاویه‌دار نسبت به محور لوله صورت می‌پذیرد. در صورتی که با زاویه منفی نسبت به محور لوله طراحی شود منجر به افزایش قابلیت نشت‌بندی بویژه در برابر فشردگی محوری کمک می‌کند. این ویژگی در ترکیب با زاویه منفی پروفایل رزوه در سطح جانبی بار ضمن تاثیر قابل توجه در نشت‌بندی، اتصال را در برابر شکست از نوع بیرون پریدن محافظت می‌کند. مقدار زاویه شانه اتصال در استحکام ناحیه شانه باکس مهم می‌باشد. در صورتی که زاویه شانه پین زیاد باشد مقاومت شانه باکس به شدت افت می‌کند که این منجر به کاهش استحکام اتصال در برابر فشردگی خارجی یا گشتاور بستن اتصال می‌گردد. مقدار توصیه شده برای زاویه شانه ۴ الی ۱۶° می باشد [۱۱] که در طراحی صورت گرفته این زاویه ۱۵° در نظر گرفته شده است.

به دلیل خطاهای فرآیند ساخت لوله های بدون درز ناشی از نورد، سطح مقطع لوله یک دایره کامل نیست و دارای تغییرات ضخامت دیواره می باشد. به همین دلیل ایجاد پخ بر روی لبه داخلی قسمت انتهایی پین ایجاد می شود تا اطمینان حاصل شود که لبه داخلی انتهای پین از بیرون زدگی نداشته باشد. این ویژگی باعث عدم ایجاد جریان متلاطم سیال داخل لوله در هنگام عبور از ناحیه اتصال می گردد. مقدار توصیه شده برای زاویه پخ ۹ تا ۷۶° می باشد [۱۱] که در طراحی صورت گرفته مقدار ۱۰° در نظر گرفته شد.

ایجاد شیار روغن در قسمت انتهایی رزوه های باکس و قبل از سطح نشت‌بند از ویژگی دیگر بوده که در طراحی در نظر گرفته شد. با ایجاد شیار مذکور از اعمال فشار روغن اضافی که ممکن است منجر به کاهش فشار تماسی در سطح نشت‌بند گردد جلوگیری می شود. مقدار مذکور در طراحی مورد نظر 6/5 mm محاسبه گردید. طراحی نشت‌بند و شانه اتصال در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۵ طراحی نشت‌بند و شانه اتصال.

ساخت مدل اجزا محدود

جهت تحلیل اتصال طراحی شده از نرم‌افزار اباکوس ورژن ۲۰۲۰ استفاده گردید. دو تکنیک مورد استفاده که در نرم‌افزار اباکوس به ویژه برای تجزیه و تحلیل اتصالات رزوه ای مفید هستند، تعیین تداخل تماسی مجاز[1] و اعمال نفوذ فشار[2] است. لازم به ذکر است قطر رزوه‌های روی پین (قطر اندازه‌گیری شده در ریشه رزوه‌ها) کمی بزرگتر از قطر روی رزوه‌های باکس است (قطر اندازه گیری شده در تاج رزوه‌ها). این اختلاف قطر در واقع تداخل اولیه بین رزوه‌های روی پین و باکس می‌باشد. به همین ترتیب در قسمت ناحیه نشت‌بندها نیز تداخل اولیه مدل‌سازی گردید.

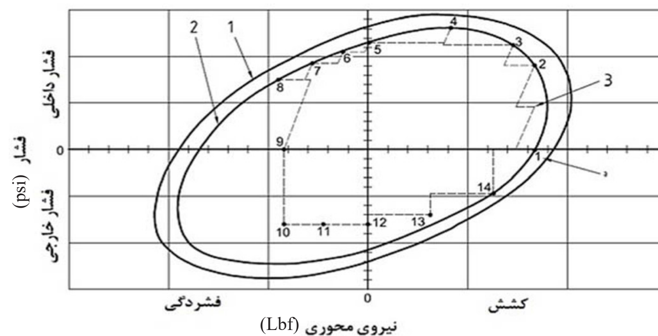
ساخت مدل اجزا محدود به صورت تقارن محوری صورت گرفت که در آن هندسه اتصال به صورت سطح مقطع دوران یافته حول محور Z و در صفحه R-Z مدل می شود. این تقریب به میزان قابل توجهی هزینه تحلیل را نسبت به مدل سه بعدی کم می‌کند در حالی که به‌طور وسیع در تحلیل قطعات در صنعت نفت و گاز پذیرفته شده است. تأیید این فرضیات از مطابقت بین تحلیل المان محدود دو بعدی و مطالعات فتوالاستیک انجام شده روی اتصالات استاندارد پیچ و مهره به‌دست آمده است با وجود اینکه مدل دو بعدی تقارن محوری زاویه هلیکس را در نظر نمی‌گیرد و تنها مدل‌سازی ساده‌ای بر اساس یکسری رزوه‌های موازی را فرض می‌کند. نوع تحلیل از المان‌های مورد استفاده از نوع متقارن محوری (المان‌های نوع CAXR4) به‌کار گرفته شد. مطالعه همگرایی مش با استفاده مش تدریجی به این صورت که از مش‌بندی ریز در نواحی تمرکز تنش و مش درشت در نواحی دورتر صورت گرفت انجام گردید.

تداخل اولیه رزوه‌ها و نشت‌بند پین و باکس در گام اول تحلیل با ضریب اصطکاک صفر حل گردید. در این گام جابه‌جایی‌ها در جهت محوری در هر دو انتهای اتصال به صفر محدود شد. در گام دوم ضریب اصطکاک از صفر به ۰/۱ تغییر یافت. اعمال بارگذاری به اتصال از گام دوم وارد می‌شود. بارگذاری

1. Shrink Fit
2. Pressure Penetration

اتصـال براسـاس حلقـه فون میسـز، سـری A از کلاس کاری VI طبـق اسـتاندارد ISO 13679 اعمـال گردیـد. ایـن نـوع بارگذاری سـخت ترین شـرایط کاری اتصال را شـبیه سـازی مـی نماید. حلقـه بارگذاری فـون میسـز و نقـاط بارگذاری بـرای اتصالـی کـه نـرخ فشـردگی آن کمتـر از بدنـه لوله می‌باشـد در شـکل ۶ نشـان داده شـده اسـت. در شـکل مذکـور حلقـه ۱ و ۲ شـدت تنـش فـون میسـز بـه ترتیـب براسـاس ۱۰۰ و ۹۵٪ اسـتحکام تسـلیم متریـال می‌باشـد. مشـاهده می‌شـود کـه بارگـذاری اتصـال براسـاس شـدت تنـش فـون میسـز برابـر بـا ۹۵٪ اسـتحکام تسـلیم متریـال صـورت می‌پذیـرد. حلقـه بارگـذاری در ربـع اول شـامل کشـش محـوری بـه عـلاوه فشـار داخلـی، ربـع دوم شـامل فشـردگی محـوری بـه عـلاوه فشـار داخلـی، ربـع سـوم شـامل فشـردگی محـوری بـه عـلاوه فشـار خارجـی و ربـع چهـارم شـامل کشـش محـوری بـه عـلاوه فشـار خارجـی می‌باشـد. آزمایشـات سـری A شـامل ۱۴ نقطـه بـه عنـوان نقـاط بارگـذاری روی حلقـه فـون میسـز مشـخص شـده اسـت (جـدول ۱). اتصـال تحـت نقـاط بارگـذاری مذکـور به‌صـورت متنـاوب سـاعت گـرد و پـاد سـاعت گـرد بـه تعـداد ۴۳ مرحلـه بارگـذاری قـرار می‌گیرنـد (جـدول ۲).

بـه منظـور مطالعـه عـددی اتصـال و بدسـت آوردن تنـش هـای تماسـی صحیـح، متریـال هـر دو قطعـه یعنـی پیـن و باکـس بصـورت الاسـتیک-پلاسـتیک مـدل مـی شـوند. متریـال در نظـر گرفتـه شـده L80 بـا اسـتحکام تسـلیم ۵۵۳ MPa مـی باشـد کـه از جملـه جنـس هـای تعریـف شـده در اسـتاندارد API 5CT [۱۲] مربـوط بـه لوله‌هـای مغـزی و جـداری می‌باشـد. همچنیـن ضریـب کشسـانی مـاده ۲۱۰ GPa و نسـبت پواسـون ۰/۳ مـدل گردیـد. رفتار غیـر الاسـتیک مـاده بـر اسـاس اسـتاندارد ASME [۱۲] بـا در نظـر گرفتـن مقادیـر کار سـختی مـدل سـازی شـد.



شکل ۶ حلقه بارگذاری اتصال [۲].

جدول ۱ نقاط بارگذاری اتصال.

وضعیت بارگذاری	فشار، فشار خارجی (با علامت منفی)/فشار داخلی	نیروی محوری فشردگی (با علامت منفی)/کشش		نقاط بارگذاری
	MPa	KN	درصد نسبت به استحکام تسلیم	
معادل ۹۵ درصد استحکام تسلیم براساس معیار فون میسز	۰	۱۲۹۴	۹۵	۱
	۵۴	۱۲۹۴	۹۵	۲
	۶۵	۱۰۸۹	۸۰	۳
	۷۳	۵۶۹	–	۴
	۶۷	۰	۰	۵
	۶۲	۲۰۵-	۱۵-	۶
	۵۵	۴۱۰-	۳۰-	۷
	۵۰	۵۴۷-	۴۰-	۸
	۰	۵۴۷-	۴۰-	۹
معادل ۱۰۰ درصد استحکام مچالیدگی	۵۹-	۵۴۷-	۴۰-	۱۰
	۵۹-	۲۷۳-	۲۰-	۱۱
	۵۹-	۰	۰	۱۲
	۴۴-	۴۵۱	۳۳	۱۳
	۲۱-	۹۱۷	۶۷	۱۴

جدول ۲ مراحل بارگذاری اتصال.

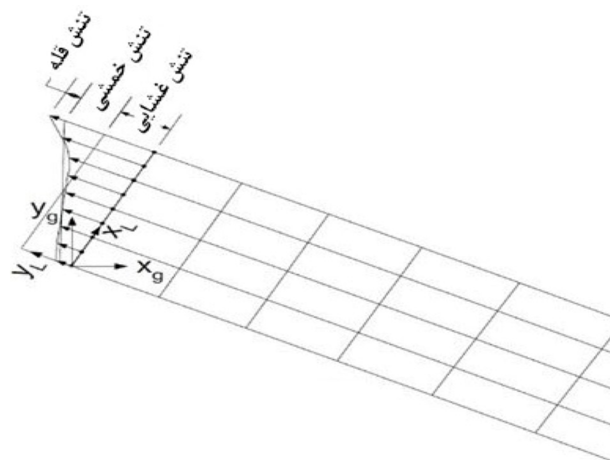
مراحل بارگذاری	نقاط بارگذاری	نیروی محوری شامل فشردگی (با علامت منفی) و یا کشش		فشار شامل فشار خارجی (با علامت منفی) و یا فشار داخلی
		درصد نسبت به استحکام تسلیم	kN	MPa
۱ c	۱	۹۵	۱۲۹۴	۰
۲ c	۲	۹۵	۱۲۹۴	۵۴
۳ c	۳	۸۰	۱۰۸۹	۶۵
۴ c	۴	–	۵۶۹	۷۳
۵ c	۵	۰	۰	۶۷
۶ c	۶	۱۵-	۲۰۵-	۶۲
۷ c	۷	۳۰-	۴۱۰-	۵۵
۸ c	۸	۴۰-	۵۴۷-	۵۰
۹ c	۹	۴۰-	۵۴۷-	۰
۱۰ c	۱۰	۴۰-	۵۴۷-	۵۹-
۱۱ c	۱۱	۲۰-	۲۷۳-	۵۹-
۱۲ c	۱۲	۰	۰	۵۹-
۱۳ c	۱۳	۳۳	۴۵۱	۴۴-
۱۴ c	۱۴	۶۷	۹۱۷	۲۱-
۱۵ c	۱	۹۵	۱۲۹۴	۰
۱۶ c	۱۴	۶۷	۹۱۷	۲۱-
۱۷ d	۱۳	۳۳	۴۵۱	۴۴-
۱۸ d	۱۲	۰	۰	۵۹-
۱۹ d	۱۱	۲۰-	۲۷۳-	۵۹-
۲۰ d	۱۰	۴۰-	۵۴۷-	۵۹-
۲۱ d	۲	۹۵	۱۲۹۴	۵۴
۲۲ c	۳	۸۰	۱۰۸۹	۶۵
۲۳ d	۹	۴۰-	۵۴۷-	۰
۲۴ d	۸	۴۰-	۵۴۷-	۵۰
۲۵ d	۷	۳۰-	۴۱۰-	۵۵
۲۶ d	۶	۱۵-	۲۰۵-	۶۲
۲۷ d	۵	۰	۰	۶۷
۲۸ d	۴	–	۵۶۹	۷۳
۲۹ d	۳	۸۰	۱۰۸۹	۶۵
۳۰ d	۲	۹۵	۱۲۹۴	۵۴
۳۱ d	۱	۹۵	۱۲۹۴	۰
۳۲ c	۲	۹۵	۱۲۹۴	۵۴
۳۳ c	۳	۸۰	۱۰۸۹	۶۵
۳۴ c	۴	–	۵۶۹	۷۳
۳۵ c	۵	۰	۰	۶۷
۳۶ c	۶	۱۵-	۲۰۵-	۶۲
۳۷ c	۷	۳۰-	۴۱۰-	۵۵
۳۸ c	۸	۴۰-	۵۴۷-	۵۰
۳۹ c	۹	۴۰-	۵۴۷-	۰
۴۰ c	۱۰	۴۰-	۵۴۷-	۵۹-
۴۱ c	۱۱	۲۰-	۲۷۳-	۵۹-
۴۲ c	۱۲	۰	۰	۵۹-
۴۳ c	۱۳	۳۳	۴۵۱	۴۴-
۴۴ c	۱۴	۶۷	۹۱۷	۲۱-
۴۵ c	۱	۹۵	۱۲۹۴	۰
۴۶ c	۲	۹۵	۱۲۹۴	۵۴

شرایط پذیرش

معیــار تنــش: بررســی ناتوانــی براســاس مقــدار تنــش براســاس معیارهــای مختلفــی صــورت می‌پذیــرد. یکــی از معیارهــای کاربــردی طبــق اســتاندارد ASME [۱۳] می‌باشـد. طبـق اسـتاندارد مذکـور سـه نـوع تنـش اولیـه، ثانویــه و قلــه تعریــف می‌شــود کــه بــرای هــر مقطــع موردنظــر بســته بــه نــوع قطعــه و شــرایط کارکــرد آن می‌بایســت بررســی گــردد. از طرفــی، طبــق اســتاندارد آویزه‌هــای آســتری و تجهیــزات تکمیــل چــاه [۱۴ و ۱۵] بــرای اقــلام درون چاهــی لازم اســت مقادیــر تنــش اولیــه محاســبه و بــا مقادیــر تنــش مجــاز مقایســه گــردد (مقادیــر تنــش ثانویــه و قلــه در مــواردی کــه رشــد تــرک و گســترش تنــش وجــود دارد اســتفاده می‌گــردد لــذا در صورتــی کــه اتصــال لوله‌هــای جــداری ماننــد اتصــالات لوله‌هــای حفــاری در معــرض آســیب‌های خســتگی قــرار داشــته باشــند بررســی ایــن نــوع تنــش حائــز اهمیــت اســت).

تنــش هــای اولیــه کــه بــا P نشــان داده می‌شــود بــه تنش‌هایــی گفتــه می‌شــود کــه در تعــادل بــا تنــش خارجــی هســتند. بدیــن معنــا کــه تنش‌هــای اولیــه ناشــی از نیروهــای داخلــی بــا تنش‌هــای اولیــه ناشــی از نیروهــای خارجــی در تعــادل هســتند. تنش‌هــای اولیــه شــامل تنــش عمومــی غشــایی[۱]، محلــی غشــایی[۲] و خمــش[۳] می‌باشــد. تنش‌هــای اولیــه عمومــی غشــایی کــه معمــولاً بــا Pm نشــان داده می‌شــود، تنش‌هایــی هســتند کــه بــه دور از محل‌هــای ناپیوســتگی وجــود دارد. تنش‌هــای محلــی غشــایی کــه معمــولاً بــا PL نشــان داده می‌شــود تنش‌هایــی هســتند کــه در نزدیکــی محل‌هــای ناپیوســتگی و انفصــال وجــود دارد. تنش‌هــای اولیــه خمشــی کــه معمــولاً بــا Pb نشــان داده می‌شــود، تنش‌هایــی هســتند کــه مقــدار آن بســتگی بــه مقــدار ممــان خمشــی، فاصلــه از تــار خنثــی و ممــان دوم ســطح دارد. در روش اجــزا محــدود، هنگامــی کــه از المان‌هــای پیوســته در تحلیــل اســتفاده می‌شــود، توزیــع تنــش کل بــه دســت می‌آیــد. بنابرایــن، بــرای تولیــد تنش‌هــای غشــایی و خمشــی، توزیــع تنــش کل بایــد براســاس مؤلفــه تنــش خطــی شــده و بــرای محاســبه تنش‌هــای معــادل اســتفاده شــود. ارتبــاط بیــن تنش‌هــای غشــایی، خمــش و قلــه در شــکل ۷ نشــان داده شــده اســت.

طبــق اســتاندارد ASME مقــدار تنــش محلــی غشــایی و مجمــوع تنــش محلــی غشــایی و خمــش نبایــد از ۱/۵ برابــر تنــش مجــاز بیشــتر شــوند.



شکل ۷ دسته بندی تنش های غشایی، خمش و قله [۱۳].

1. General Membrane
2. Local Membrane
3. Bending

با در نظر گرفتن تنش مجاز برابر با ۰/۶ استحکام تسلیم متریال نتیجه می‌دهد که مقدار تنش محلی غشایی و مجموع تنش محلی غشایی و خمش می‌بایست کمتر از مقدار استحکام تسلیم متریال باشد. چنانچه معیار شکست را فون میسز در نظر بگیریم مقادیر مذکور براساس تنش میسز محاسبه شده و با مقدار استحکام تسلیم متریال مقایسه می گردد و به این ترتیب معیار تنش برای ارزیابی اتصال مشخص گردید.

معیار نشتی: نشت‌پذیری، به توانایی نشت بند برای نگه داشتن سیال بدون ایجاد نشتی قابل توجه اشاره دارد. در اتصالات لوله‌های جداری و مغزی، نرخ جریان نشتی قابل قبول معمولاً کمتر از 2 mL/h می باشد [۱۳]. انواع مختلفی از نشت بندهای فلز با فلز توسط سازندگان مختلف ساخته شده است که تفاوت آنها عمدتاً در هندسه اتصال و تغییر شکل ایجاد شده به بارهای اعمال شده براساس پرفایل فشار تماسی نشت‌بند P(l) و طول نشت‌بند (l) می باشد. طراحی نشت‌بندها و ارزیابی نشت‌پذیری مستلزم آگاهی از ویژگی‌هایی است که کارآیی نشت‌بند را افزایش می‌دهد مانند طول نشت‌بند، متوسط فشار تماسی Pc، وجود قله در پروفایل نشت‌بند، سطح زیر منحنی پروفایل نشت‌بند و یا برخی رابطه‌های دیگر بین آنها. سایر متغیرها از جمله خواص مواد، استفاده یا عدم استفاده از روانکار، و توپوگرافی سطح نیز بر عملکرد نشت‌پذیری تأثیر می‌گذارند. مورد آخر به فرآیند ساخت و تاریخچه مکانیکی نشت‌بند بستگی دارد به ویژه لغزشی که در هنگام مونتاژ و جداسازی اتصال اتفاق می افتد.

پارامتر نشتی η براساس مطالعات Murtagian و همکاران [۱۶] با رابطه (۲) تعریف می شود. در رابطه مذکور P_{gas} فشار گاز، P_{atm} فشار اتمسفر، Pc متوسط فشار تماسی، L طول نشت‌بند، m، n و b پارامتر های ثابت می باشند.

$$\eta = \left(\frac{P_{gas}}{P_{atm}}\right)^{m} \exp-\left[bLP_c^{n}\right] \quad (۱)$$

شاخص نشت‌بندی[1] به‌صورت سطح زیر نمودار منحنی فشار تماسی با رابطه (۳) مشخص می شود.

$$W_a = \int_0^L P_c^n(l)dl \quad (۲)$$

در رابطه فوق پارامتر نمایی n براساس داده‌هایی تجربی آستانه نشتی برای فشارهای مختلف گاز با استفاده یا بدون استفاده از ماده روانکار رزوه تعیین می‌شود. این پارامتر با فشار گاز کمی افزایش می‌یابد. برای آزمون‌های بدون روانکار، میانگین n مقدار ۱/۴ و در صورت استفاده از روانکار برابر با می‌باشد. معیار نشتی با رابطه ذیل تعریف می‌شود:

$$W_a \prec W_{ac} \rightarrow Leakage \quad , \quad W_a \prec W_{ac} \rightarrow No\ Leakage \quad (۴)$$

مقدار بحرانی W_{ac} به شکل زیر در صورت استفاده و عدم استفاده از روانکار به‌دست می‌آید:

$$W_{ac,with\ SC} = 1.84310^{-3} \times \left(\frac{P_{gas}}{P_{atm}}\right)^{1.177} ,$$

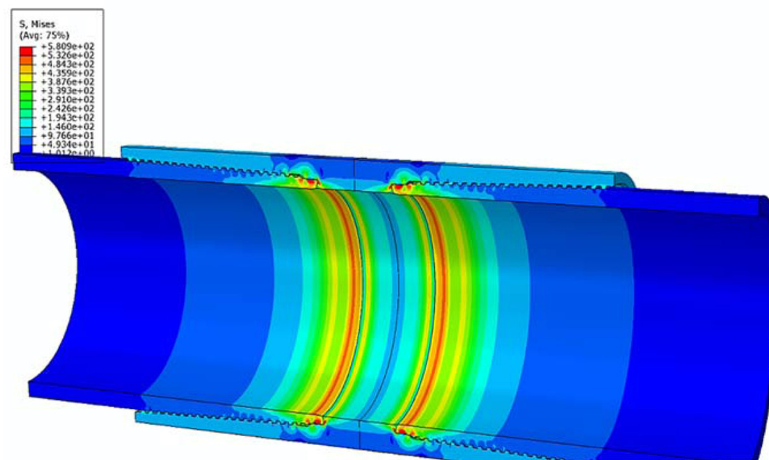
$$W_{ac,without\ SC} = 0.1036 \times \left(\frac{P_{gas}}{P_{atm}}\right)^{0.838} \quad (۵)$$

نتایج و بحث

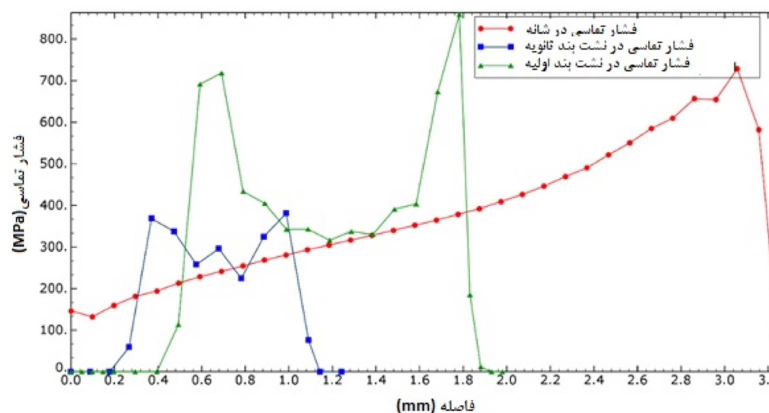
نتایج تحلیل اتصال با اعمال فقط گشتاور بستن در شکل ۸ نشان داده شده است. با اعمال گشتاور بستن فقط رزوه های نزدیک به نشت‌بند تحت تنش بالا قرار می‌گیرند. حداکثر تنش ایجاد شده کمتر از تنش مجاز فون میسز می‌باشد. تنش ایجاد شده در دماغه پین از نوع فشردگی و برای باکس از نوع کششی می‌باشد.

در شکل ۹ مقادیر تنش قله در ریشه رزوه‌های پین با علامت دایره و خط روند آن به‌صورت خط چین با فرمت نمایی نشان داده شده است. حداکثر تنش مربوط به رزوه‌های نزدیک به شانه اتصال می‌باشد و با دور شدن از شانه اتصال مقدار آن به‌طور قابل توجهی کاهش می‌یابد.

1. Seal Index



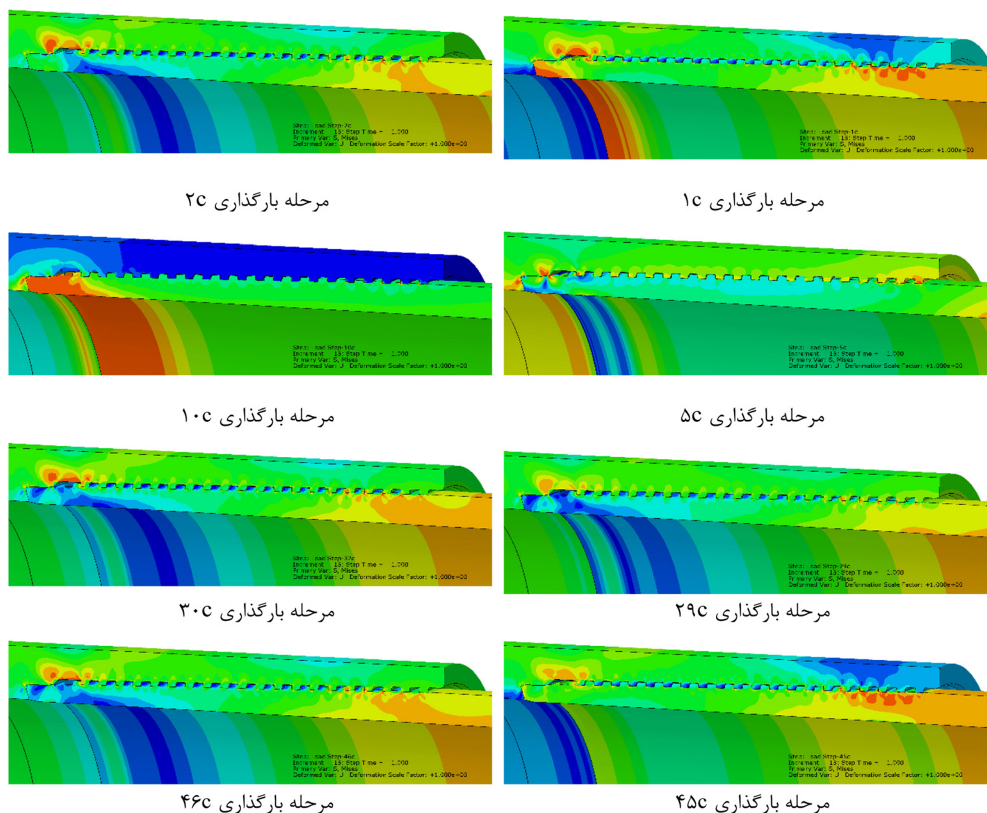
شکل ۸ کانتور تنش با اعمال گشتاور بستن اتصال.



شکل ۹ فشار تماسی شانه، نشت‌بند اولیه و ثانویه.

مقادیر فشار تماسی در شانه، نشت‌بند اولیه و ثانیه در شکل ۹ بر حسب طول نشان داده شده است. بیشترین فشار تماسی در نشت‌بند اولیه می باشد که مقدار آن در حدود ۸۰۰ MPa است. با مقایسه فشار تماسی نشت‌بند اولیه و ثانویه مشخص است که هر چه زاویه نشت‌بندبیشتر باشد فشار تماسی یکنواخت‌تری به سطح نشت‌بند وارد می شود. مقادیر مربوط به شاخص نشت‌بندی برای شانه گشتاور، نشت‌بند ثانویه و اولیه به ترتیب برابر با ۱۲۱۵، ۲۰۲ و ۳۱۸ MPa.mm محاسبه شد.

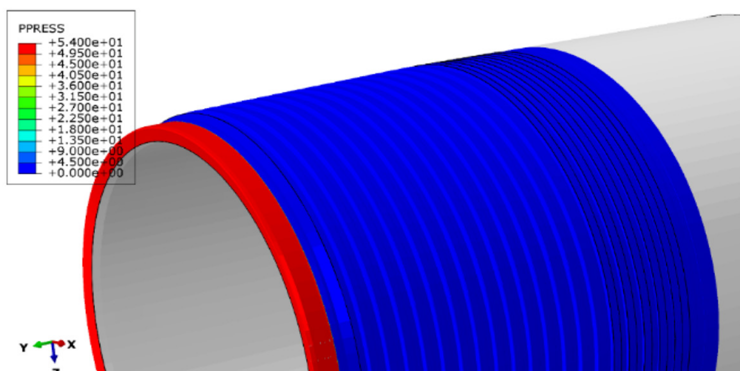
برخی از کانتور های تنش اتصال طبق ۴۶ مرحله بارگذاری حلقه فون میسز در شکل ۱۰ ارائه شده است. نقاط بارگذاری ۱ تا ۴ (جدول ۱ و ۲) در ربع اول منحنی میسز قرار دارد و شامل اعمال نیروی کشش و فشار داخلی می‌باشد. نقطه بارگذاری ۱ فقط شامل نیروی کشش می‌باشد که در مرحله‌های بارگذاری 1c، 15d، 31d و 45c به اتصال اعمال می‌شود. حداکثر تنش پین با اعمال بارگذاری مذکور در رزوه‌های انتهایی (دورتر از شانه اتصال) وارد می‌شود. برای عضو باکس حداکثر تنش در رزوه‌ها و ناحیه شیاردار نزدیک شانه اتصال اتفاق می‌افتد. این موضوع را می‌توان اینگونه توجیح کرد که به‌دلیل ایجاد تنش کششی در شیار و رزوه‌های نزدیک باکس و اضافه شدن تنش کششی مضاعف با وارد شدن نیروی کشش مقدار آن افزایش می‌یابد. برخلاف آن در عضو پین که در هنگام اعمال نیروی گشتاور بستن تحت نیروی فشردگی بوده است با وارد شدن نیروی کشش مقداری از نیروی فشردگی صرف غلبه بر نیروی کشش شده در نتیجه تنش ایجاد شده به مراتب کمتر می‌باشد.



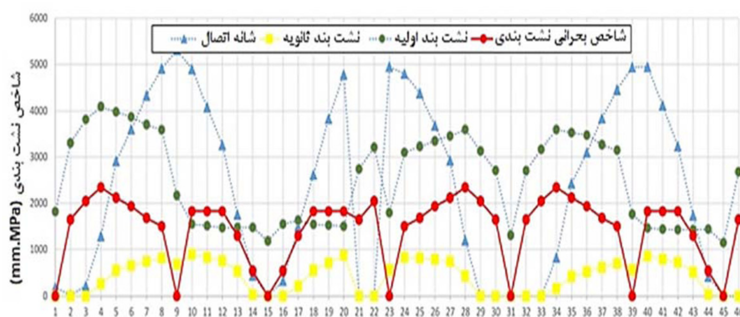
شکل ۱۰ کانتور تنش اتصال براثر اعمال بارگذاری طبق حلقه میسز (بارگذاری مرکب).

وضعیت تماس سطوح پین و باکس در شانه اتصال قابل توجه می‌باشد. با وارد شدن نیروی کششی بالا در مرحله 1c فشار تماسی در شانه و نشت‌بندثانویه حذف شده است. با وارد آمدن فشار داخلی در مرحله بارگذاری 2c به دلیل عدم وجود فشار تماسی در شانه و نشت‌بند اولیه، فشار سیال در سطح مشترک پین و باکس نفوذ می‌کند. برای روش شدن این موضوع تحلیل را با قابلیت نفوذ فشار انجام می‌دهیم. در شکل ۱۱ نفوذ فشار اتفاق افتاده در سطح عضو پین نشان داده شده است. مشاهده می‌شود سیال تا نشت‌بند ثانویه نفوذ می‌کند.

برای بررسی وضعیت نشت‌پذیری از معیار ذکر شده استفاده می‌کنیم. با محاسبه مقادیر شاخص نشت‌بندی بر حسب مگاپاسکال در میلیمتر برای هر یک از سطوح شانه، نشت‌بند اولیه و ثانویه و مقایسه آن با مقدار بحرانی شاخص نشت‌بندی می‌توان وضعیت نشت‌بندی را در مراحل بارگذاری تعیین کرد. شکل ۱۲ شاخص نشت‌بندی محاسبه شده را نشان می‌دهد. در شکل مذکور نقاط آبی نشان‌دهنده شاخص نشت‌بندی شانه اتصال، نقاط زرد نشان‌دهنده شاخص نشت‌بندی نشت‌بند ثانویه و نقاط سبز رنگ نشان‌دهنده شاخص نشت‌بندی نشت‌بند اولیه می‌باشد. مقادیر مربوط به شاخص نشت‌بندی بحرانی نیز با رنگ قرمز مشخص شده است. چنانچه مشخص است در بسیاری از مراحل بارگذاری مقدار شاخص نشت‌بندی نشت‌بند اولیه کمتر از مقدار بحرانی می‌باشد. به این معنی که شانه نقش موثری را در نشت‌بندی اتصال ایفا نمی‌کند. می‌توان گفت نقش نشت‌بند اولیه بیشتر در فشارهای پایین قابل توجه می‌باشد. مقدار شاخص نشت‌بندی شانه اتصال نسبت به نشت‌بند اولیه و ثانویه دارای مقادیر بیشتری می‌باشد. در نقاط بارگذاری ۱ الی ۴ که بارگذاری شامل اعمال نیروی کشش می‌باشد شاخص نشت‌بندی شانه و نشت‌بند اولیه از مقدار بحرانی در کلیه مراحل بارگذاری کمتر است. در نتیجه نفوذ سیال در اتصال در این مراحل بارگذاری اتفاق می‌افتد.



شکل ۱۱ نفوذ فشار در مرحله بارگذاری c2.



شکل ۱۲ شاخص نشت‌بندی سطوح شانه، نشت‌بند اولیه و ثانویه و مقدار بحرانی نشتی.

نشت‌بندی در چنین مراحل بارگذاری بر عهده نشت‌بند اولیه می‌باشد. نشت‌بند اولیه دارای شاخص نشت‌بندی یکنواخت‌تری می‌باشد. به‌جز در مراحل بارگذاری ۱۰ الی ۱۲، ۱۸ الی ۲۰ و ۴۰ الی ۴۲ در مابقی مراحل بارگذاری شاخص نشت‌بندی نشت‌بند اولیه از مقدار بحرانی بیشتر است. در مراحل فوق که شاخص نشت‌بندی نشت‌بند اولیه کم می‌باشد مربوط به بارگذاری در ربع چهارم منحنی بارگذاری شامل فشار خارجی و نیروی محوری فشردگی می باشد. در این مراحل بارگذاری نشت‌بندی اتصال توسط شانه اتصال فراهم می‌شود.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش اتصال اختصاصی طراحی و با استفاده از نرم افزار اجزا محدود شبیه سازی گردید. نتایج عمده حاصل از این پژوهش به شرح زیر می‌باشند:

• فرآیند طراحی رزوه نیازمند در نظر گرفتن چندین پارامتر می‌باشد. ۳ پارامتر اصلی عبارتند از طراحی پروفایل رزوه، طراحی شانه اتصال و طراحی نشتنبد.

• ایجاد سطح دو پله‌ای روی سطح جانبی آزاد با زاویه مثبت باعث افزایش سرعت عملیات بستن اتصال می‌گردد. در طراحی ویژگی دوپله‌ای اثر کاهش استحکام فشردگی اتصال در نظر گرفته شد.

• لقی بین سطوح جانبی آزاد بین پین و باکس در مواردی که قرار است پروفایل رزوه در تحمل نیروی فشردگی اتصال نقش داشته باشد دارای اهمیت است.

• طراحی شانه اتصال با زاویه گوه‌ای در افزایش فشار تماسی سطوح نشت‌بند مهم می‌باشد. زاویه منفی شانه اتصال به همراه زاویه منفی رزوه‌ها در ایجاد ویژگی گوه‌ای تأثیر مثبت دارد.

• اتصالات هنگامی که در سرویس قرار می‌گیرند باید بتوانند در برابر آسیب‌های احتمالی مقاومت کنند و نقاط آسیب‌پذیر اتصال محافظت شوند. در این خصوص طراحی نشتنبد خارج از خط فرضی بین رزوه‌ها و دماغه اتصال باعث کاهش خطرات آسیب ضربه می‌شود.

• ارزیابی طراحی اتصال براساس یک رویه استاندارد شامل بررسی وضعیت تنش-کرنش‌های ایجاد شده

و نشت‌پذیری اتصال می‌بایست انجام گیرد.

• بارگذاری بر اساس سخت‌ترین شرایط کاری یعنی آزمون CAL IV در استاندارد ISO 13679 شامل آزمون سری A که در برگیرنده نیروی محوری کشش و فشردگی به همراه فشار داخلی و خارجی می‌باشد به اتصال طراحی شده اعمال گردید. مراحل و نقاط بارگذاری طبق منحنی تنش فون میسز تعیین گردید.

مراجع

[1]. API Specification 5B, (2015), Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads.

[2]. ISO 13679 (2002) Recommended practice on procedures for testing casing and tubing connections.

[3]. Pick R J, Burn D J (1971) Finite element analysis of threaded end closure of thick-walled vessel, In Engineering Solids Under Pressure Third International Conference on High Pressure, 15-25.

[4]. Patterson E A, Kenny B (1985) Stress analysis of some nut-bolt connections with modifications to the external shape of the nut, The Journal of Strain Analysis for Engineering Design, 20, 1: 35-40, doi.org/10.1243/03093247V201.

[5]. Gabriel E C, Andrea Bufalini, Luis Conde (2004) Low SCF integral premium connections for use in highly demanding casing and tubing drilling operations, Offshore Technology Conference, OnePetro, doi.org/10.4043/16566-MS.

[6]. Li L, Wei X, Dou Y (2017) Finite element analysis of special threaded oil pipe joints considering temperature effects, Petroleum Machinery, 45, 11: 105-110.

[7]. Yufei Lia, Yinping Caob, Yihua Doub, Yang YUb, Jiantao Zhanga, Lin Zhang, (2019) Simulation of Sealing Ability for Premium Connection Based on ISO 13679 CAL IV tests, doi.org/10.1016/j.prostr.2020.01.006.

[8]. Nakamura K, Hamamoto T, Sugino M, Yamaguchi S (2009) Threaded Joint For Steel Pipes, Patent Number JP62-39467.

[9]. Takahiro Hamamoto,Wakayama-shi; Katsutoshi Sumitani, Wakayama-shi; Masaaki Sugino, Nishinomiya-shi; Michihiko Iwamoto, Wakayama-shi; Miyuki Yamamoto, Izumiotsu-shi; Jean-Francois Charvet-Quemin, Lille; Benoit Le Chevalier, Noyelles Sur Sambre; Eric Verger, Gommegnies (2008) Tubular Threaded Joint, Patents by Inventor Takahiro Hamamoto.

[10]. Eiji Tsuru; Shunji Nishi; Masao Ogasawara, (1988) Threaded joint for oil-well pipe, Payent number, JP62039467A.

[11]. Masaaki Sugino, Nishinomiya;Miyuki Yamamoto, Izumiotsu; Michihiko Iwamoto, Wakayama; Shigeo Nagasaku, Nishinomiya (JP); Pierre Dutilleul, Jeanlain (FR); Gabriel Roussie, Cappelle en Pevele; Eric Verger, Gommegnies (FR) (2005) Threaded joint for steel pipes, Patent Number JP2003162699.

[12]. API Spec 5CT, (2011) Specification for Casing and Tubing.

[13]. ASME Sec VIII Div 2 (2007) Rules for Construction of Pressure Vessels, Patent Number, MY143348A.

[14]. API Spec application programming interface 19AC (2016) Specification for Completion Accessories.

[15]. API Spec 19LH (2017) Specification for Liner Hanger System.

[16]. Murtagian G R, V. Fanelli J A, Villasante D H, Johnson Ernst H A (2004) Sealability of Stationary Metal-to-Metal Seals, Journal of Tribology, 145, 1: 1-8.

[17]. Yufei L, Yinping C, Yihua D, Yang Y, Jiantao Z, Lin Z, (2019) Simulation of Sealing Ability for Premium Connection Based on ISO 13679 CAL IV tests, 22, 2019, 43-50.

[18]. K Nakamura, WT Hamamoto, WM Sugino, NS Yamaguchi (2009) Threaded Joint For Steel Pipes, Patent Number JP62-39467.

[19]. T Hamamoto,WK Sumitani, WM Sugino, NM Iwamoto, WM Yamamoto, IJ Charvet-Quemin, LB Chevalier, NS Sambre, E Verger (2008) Tubular Threaded Joint, Patents by Inventor Takahiro Hamamoto.

[20]. Eiji Tsuru; Shunji Nishi; Masao Ogasawara, (1988) Threaded joint for oil-well pipe, Payent number, JP62039467A.

[21]. M Sugino, N Yamamoto, IM Iwamoto, WS Nagasaku, N, Dutilleul P, J G Roussie, C Pevele, E Verger, (2005), Threaded joint for steel pipes, Patent Number United States patent US 7,900,975. 2011 Mar 8.

[22]. API Spec 5CT, (2011), Specification for Casing and Tubing.

[23]. ASME Sec VIII Div 2 (2007) Rules for Construction of Pressure Vessels, Patent Number, MY143348A.

[24]. API Spec application programming interface 19AC (2016) Specification for Completion Accessories.

[25]. API Spec 19LH (2017) Specification for Liner Hanger System, 1-80.

[26]. Murtagian G R, V. Fanelli J A, Villasante D H, Johnson Ernst H A (2004) Sealability of Stationary Metal-to-Metal Seals, Journal of Tribology, 145, 1: 1-8.

استفاده از لجن نفتی و قیر طبیعی در بهبود کیفیت قیر

محمد نوروزی[*۱]، شکوفه قهری صارمی [۲] و نیلوفر فتوره‌چی[۳]

۱- مرکز پژوهش نفت کرمانشاه، پردیس توسعه صنایع پایین‌دستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

۲- گروه شیمی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه پیام نور، تهران، ایران

۳- پژوهشکده توسعه فرآورش و انتقال گاز، پردیس توسعه صنایع پایین‌دستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۱/۰۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۸/۰۳

چکیده

لجن‌های نفتی عموماً از ته مانده‌های نفتی، پساب‌ها و ضایعات مراحل مختلف جداسازی در صنعت نفت به‌وجود می‌آیند و با توجه به منشأ تولید و شرایط ذخیره‌سازی آن دارای ترکیبات متنوع و پیچیده‌ای هستند. این لجن‌ها علاوه‌بر کاهش ظرفیت و ایجاد خوردگی در مخازن ذخیره، خطرات زیست محیطی ناشی از آلودگی آب و خاک را نیز به‌دنبال خواهد داشت. در این پروژه با استفاده از روش‌های فیزیکی، ترکیبات هیدروکربنی موجود در لجن از سایر ترکیبات شامل آب و مواد معدنی جامد جدا می‌شود. سپس با افزودن درصدهای مختلف از لجن جداسازی شده و قیر طبیعی به قیر ۶۰/۷۰، قیرهایی با کیفیت متفاوتی فرموله شدند. خواص فیزیکی و شیمیایی قیر حاصل مورد ارزیابی آزمایشگاهی قرار گرفت و نتایج نشان‌دهنده افزایش کیفیت دلخواه قیر تولیدی است. در این بررسی از روش سطح پاسخ (RSM) جهت بهینه‌سازی فرمولاسیون تولید قیر استفاده شد.

کلمات کلیدی: لجن نفتی، قیر طبیعی، قیر ۶۰/۷۰، روش سطح پاسخ، ارزیابی رابطه

مقدمه

ذرات جامد موجود در نفت خام استخراج شده به‌همراه واکس، آب و امولسیون‌های نفتی، مواد چسبناک لجنی را در کف مخازن پدید می‌آورند که ضمن کاهش ظرفیت مخازن، ایجاد خوردگی در نقاط مختلف مخزن، مشکلات محیط‌زیستی ناشی از ذخیره و دفع غیراصولی آنها را نیز به‌همراه دارد. ترکیب هیدروکربن‌های نفتی موجود در لجن به چهار دسته آلیفاتیک‌ها، آروماتیک‌ها، ترکیبات حاوی نیتروژن- سولفور- اکسیژن (با نام عمومی مالتن‌ها) و آسفالتین‌ها تقسیم می‌شوند. آلیفاتیک‌ها و آروماتیک‌ها شامل آلکان‌ها، سیکلو آلکان‌ها، بنزن، تولوئن، زایلن، نفتالن، فنولوهیدروکربن‌های چند حلقه‌ای آروماتیک هستند [۳-۱]. آسفالتین‌ها ترکیبات سنگینی هستند که درصد بالای لجن‌ها را به‌خود اختصاص می‌دهند و به‌همراه رزین‌ها در لجن باعث پایداری امولسیون لجن نفتی می‌شوند [۶-۴].

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی norouzim@ripi.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/PR.2022.4728.3123)

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۵۲-۱۴۱

روش‌های متعددی برای بازیابی لجن نفتی توسعه یافته‌اند. استفاده از سانتریفیوژ [۷]، مواد فعال سطحی[1] [۸ و ۹] بازیابی به‌روش یخ‌زدن و ذوب [۱۰ و ۱۱]، پیرولیز لجن نفتی [۱۲ و ۱۳]، استفاده از روش ماکروویو [۱۴ و ۱۵]، روش‌های الکتروسینتیک[2] [۱۶ و ۱۷] و بازیابی با استفاده از امواج فراصوت[3] [۱۸ و ۱۹] از جمله رایج‌ترین و پرکاربردترین روش‌های بازیابی لجن‌های نفتی در مقیاس مختلف هستند. استخراج با حلال نیز یکی از دیگر روش‌هایی هستند که به‌دلیل راندمان بالا و هزینه‌های پایین، اخیرا مورد توجه فراوان قرار گرفته است [۲۰]. از آنجائی‌که قیر خالص رفتار عملکردی بهینه‌ای نداشته و به‌تنهایی هیچ‌گاه از خواص فیزیکی مکانیکی کاملا رضایت بخشی برخوردار نبوده است، از این‌رو محققان در تلاش هستند خواص قیر را اصلاح نمایند. پلیمرها به‌خصوص از نوع گرمانرمی مهم‌ترین اصلاح‌کننده قیر هستند که باعث چسبندگی عالی، خاصیت کشسانی بسیار خوب و مقاومت بهتر در برابر روان‌شدن و تغییر شکل می‌شوند [۲۶-۲۱]. قیر طبیعی که در مناطق غربی کشور به‌وفور یافت می‌شود، یک هیدروکربن طبیعی با مقدار آسفالتین بالا، میزان بالای حل شوندگی در حلال‌های آلی و میزان بالای نیتروژن است. نتایج تحقیقات نشان می‌دهد که استفاده از قیر طبیعی موجب افزایش نقطه نرمی و کاهش درجه نفوذ قیر می‌شود. از دیگر مزایا و ویژگی‌های قیر اصلاح شده با قیر طبیعی می‌توان به افزایش مقاومت مارشال و مقاومت در برابر شیارشدگی مخلوط‌های آسفالتی، افزایش طول عمر سرویس‌دهی و کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری اشاره کرد [۲۸]. در این پژوهش تأثیر همزمان افزایش قیر طبیعی و لجن نفتی بر عملکرد و کیفیت مدنظر قیر برای استفاده در صنایع متفاوت بررسی گردید. نتایج حاکی از آن است که با تغییر مقادیر ترکیب درصد قیر طبیعی و لجن به قیر ۶۰/۷۰ می‌توان قیرهای متنوع با مقادیر مدنظر برای شاخص‌های کیفیت فرموله نمود.

روش کار

مواد مصرفی

حلال‌های مورد استفاده در این تحقیق از نمونه‌های خالص شرکت‌های مرک و فلوکا، لجن ته مخازن نفتی از پالایشگاه کرمانشاه، قیر طبیعی از یکی از معادن استان کرمانشاه هستند. قیر خالص استفاده شده در این پژوهش قیر با درجه نفوذ ۶۰/۷۰ از پالایش نفت پاسارگاد است. آماده‌سازی و تعیین مشخصات لجن نفتی، تعیین مشخصات قیر طبیعی و قیر پالایشگاهی مورد استفاده در این پژوهش از لجن نفتی که مخلوطی از لجن‌های ته مخازن ذخیره نفت خام و فرآورده‌های سنگین شرکت پالایش نفت کرمانشاه است، استفاده شد. این لجن دارای آب، هیدروکربن‌های سنگین، نمک و مواد معدنی خواهد بود. ابتدا جهت تعیین درصد تقریبی آب و رسوبات موجود در نمونه لجن مطابق روش استاندارد با استفاده از دستگاه سانتریفوژ نمونه لجن تفکیک شد [۲۹]. دو لوله سانتریفوژ تا حجم ۵۰ mL از نمونه ای همگن پر شد. با استفاده از پیپت، ۵۰ mL تولوئن اضافه شد. درب لوله‌ها را بسته و به‌شدت تکان داده و در حمام آب گرم در دمای ۶۰ °C به‌مدت ۱۰ min غوطه‌ور شدند. لوله‌ها به‌مدت ۱۰ min در دستگاه سانتریفوژ با چرخش ۴۰۰۰ دور در دقیقه (rpm) گذاشته شد. بلافاصله بعد از توقف دوران سانتریفوژ، حجم مجموع آب و رسوب در دو لوله به‌دقت اندازه‌گیری شد. مجموع حجم رسوب و آب در دو لوله مقدار درصد این دو ترکیب در نمونه لجن را نشان می‌دهد. در این پژوهش فرآوری لجن در دو مرحله انجام می‌شود. در مرحله اول، آب موجود در لجن با استفاده از روش تقطیر مطابق روش استاندارد جداسازی و اندازه‌گیری می‌گردد [۳۰]. برای اندازه‌گیری آب در لجن از یک دستگاه دین استارک استفاده می‌شود.

1. Surfactants
2. Electrokinetic
3. Ultrasonic

۱۰۰ mL از لجن همگن شده را در یک بالن ریخته و ۵۰ mL تولوئن به آن اضافه می‌کنیم و هم می‌زنیم تا به‌طور کامل مخلوط شوند. سپس دستگاه بالن را درجای مناسب خود قرار داده و حرارت می‌دهیم تا مخلوط به جوش بیاید. در این مدت چون مخلوط تولوئن و آب با هم آزئوتروپی با نقطه جوش پایین‌تر تشکیل می‌دهد، ابتدا آنها تبخیر می‌شوند و خارج می‌شوند. به‌دلیل اختلاف دانسیته، آب در ته لوله قرار می‌گیرد. این آزمایش را تا زمانی ادامه می‌دهیم تا مطمئن شویم که کل آب از لجن خارج شده است. در پایان، مقدار آب درون لوله اندازه‌گیری می‌شود. درصد آب در این مرحله از مقدار درصد آب و رسوب به‌دست آمده در مرحله قبل کاسته شده و درصد رسوب در لجن به‌دست می‌آید. در مرحله سوم، هیدروکربن موجود در مخلوط رسوب و هیدروکربن در مرحله دو توسط روش استخراج با حلال تولوئن و متیل اتیل کتون برای استفاده در فرمولاسیون قیر اصلاح شده جداسازی می‌شود [۳۱]. به ۲۰۰ mL مخلوط رسوب و هیدروکربن، ۵۰ mL مخلوط حلال تولوئن و متیل اتیل کتون به نسبت ۱:۱ اضافه شده و کاملاً مخلوط می‌شوند. سپس به‌مدت ۳۰ min در دمای ۶۰ °C همزده می‌شود. با استفاده از قیف جداکننده فاز آلی از رسوبات جدا می‌شود و بعد از تقطیر و جداسازی تولوئن و متیل اتیل کتون، در اصلاح قیر مورد استفاده قرار می‌گیرد. شاخص اصلی در آنالیز کیفی لجن، مشخص نمودن محتوای هیدروکربنی آن است. بدین منظور در این تحقیق از تست سارا[1] استفاده شده است که بیانگر محتوای هیدروکربنی لجن نفتی است. در این آزمایش هیدروکربن های اشباع شده، آروماتیک، رزینی و همچنین آسفالتین در نمونه لجن استخراج شده، اندازه‌گیری می‌شوند. در تحقیق حاضر از نمونه پودر قیر طبیعی یکی از معادن استان کرمانشاه با مش ۲۰۰ استفاده گردید و قبل از استفاده مشخصات آن توسط روش‌های استاندارد تعیین گردید [۳۲]. همچنین، قیر پالایشگاهی ۶۰/۷۰ که از شرکت پاسارگاد تهیه گردید که با استفاده از روش‌های استاندارد تعیین مشخصات گردید [۳۳].

طراحی آزمایش اصلاح خواص قیر

هدف از این پژوهش بهبود کیفیت مد نظر قیر با استفاده از افزودن لجن نفتی و قیر طبیعی به قیر خالص ۶۰/۷۰ است. عواملی که در عملکرد این اختلاط موثر هستند شامل دما و زمان مخلوط کردن، سرعت همزن مکانیکی و از همه مهم‌تر درصد افزودنی‌های لجن و قیر طبیعی است. در صورت ثابت و بهینه بودن پارامترهای دما، زمان و سرعت اختلاط، عامل مهم و تأثیرگذار برروی بهبود خواص قیر مقادیر متفاوت درصد اختلاط افزودنی‌های لجن و قیر طبیعی است. لذا برای بررسی این درصد اختلاط از داده‌های آماری و طراحی آزمایش استفاده می‌کنیم. برای طراحی آزمایش‌ها و تحلیل آنها از نرم‌افزار مینی تب و روش سطح پاسخ[2] استفاده شد [۳۴ و ۳۵]. روش سطح پاسخ مورد استفاده در این آزمایش با استفاده از روش مرکب مرکزی است. در این روش که از جمله پرکاربردترین روش ها است برای هر متغیر یا عامل یک حد بالا و یک حد پایین تعریف می‌شود. همچنین در حین طراحی یک عدد به‌عنوان α به نرم‌افزار می‌دهیم که این عدد همواره بزرگتر از صفر است. یکی از متغیرها درصد افزودن لجن نفتی با دامنه ۵ تا ۴۰٪ وزنی از قیر ۶۰/۷۰ و متغیر دوم درصد افزودن پودر قیر طبیعی با دامنه ۵ تا ۲۰٪ وزنی است. با استفاده از روش سطح پاسخ، ۱۳ آزمایش پیشنهاد گردید. براساس پیشنهاد مجمع جهانی راه، پودر قیر طبیعی مورد استفاده برای اصلاح قیر باید به‌طور کامل از الک شماره ۵۰ عبور کند. برای مخلوط کردن نیز باید دمای مخلوط ۱۴۰ °C باشد و به‌مدت ۱۵۰ min با سرعت همزدن ۱۵۰ rpm مخلوط شود.

1. SARA
2. Response Surface Methodology (RSM)

پژوهش نفت شماره ۱۲۷، بهمن و اسفند ۱۴۰۱، صفحه ۱۵۲-۱۴۱

سپس دمای مخلوط تا $180\ ^{\circ}C$ افزایش داده می‌شود و همزدن به‌مدت ۳۰ min با سرعت ۴۵۰۰ rpm ادامه می‌یابد تا مخلوطی همگن از قیر طبیعی، لجن نفتی و قیر تهیه شود [۳۶]. پارامتر دما، زمان و سرعت هم‌زدن در این آزمایش‌ها ثابت در نظرگرفته شد. طراحی آزمایش به‌روش سطح پاسخ در ۵ سطح، با توجه به مقادیر متغیرهای نشان داده شده در جدول ۱، انجام شد.

جدول ۱ متغیرهای تاثیرگذار بر کیفیت قیر

متغیر	نام متغیر	درصد افزایش	
		حد پایین	حد بالا
A	درصد لجن نفتی	۵	۴۰
B	درصد قیر طبیعی	۵	۲۰

نتیجه‌ها و بحث

تعیین مشخصات کمی و کیفی لجن نفتی، قیر طبیعی و قیر ۶۰/۷۰ و قیر اصلاح شده

نمونه لجن نفتی ته مخازن نگهداری حاوی ترکیبات هیدروکربنی، آب و رسوبات است که با استفاده از روش‌های استاندارد مواد هیدروکربنی و نفتی از آب و رسوبات همراه جداسازی شد. مقدار آب و رسوبات همراه و همچنین ترکیب درصد هیدروکربن‌های آن پس از جداسازی توسط روش‌های استاندارد اندازه‌گیری گردید و نتایج در جدول ۲ ارائه شده است (لازم به ذکر است که آزمایش‌های ردیف ۳ تا ۹ در این جدول پس از جداسازی آب و رسوبات از لجن برروی نمونه هیدروکربنی باقی‌مانده انجام شده است). پس از جداسازی کامل آب و رسوبات موجود در لجن نفتی اولیه، آنچه باقی‌ماند ترکیبی از هیدروکربن‌های سنگین است که درصد قابل توجهی از کل لجن نفتی را به‌خود اختصاص داده است (۸۳/۰۲٪). نتایج آزمایش سارا نشان می‌دهد که درصد بالایی از این هیدروکربن‌ها با نام عمومی مالتن شامل ترکیبات اشباع، آروماتیک و رزینی است (درکل ۹۱/۶۹٪). تنوع معادن قیر طبیعی در ایران از نظر مکان، زمان تشکیل و شرایط گوناگون استخراج و ذخیره‌سازی، سبب ایجاد گستره وسیعی از قیر طبیعی از نظر خواص فیزیکی و شیمیایی می‌شوند.

جدول ۲ مشخصات لجن نفتی

ردیف	پارامتر	روش آزمایش	مقادیر
۱	مقدار رسوب در لجن نفتی (%wt)	ASTM D4007	۸/۶۸
۲	مقدار آب در لجن نفتی (%wt)	ASTM D4006	۷/۳۰
۲-۱	مقدار نمک در آب (%wt)	ASTM D3230	۳/۲۰
۳	مقدار هیدروکربن کل در لجن نفتی (%wt)	ASTM D473	۸۳/۰۲
۳-۱	مقدار هیدروکربن اشباع در کل هیدروکربن‌ها (%wt)	SARA، IP 143	۳۷/۵۰
۳-۲	مقدار هیدروکربن آروماتیک در کل هیدروکربن‌ها (%wt)		۲۳/۱۰
۳-۳	مقدار هیدروکربن‌های رزین در کل هیدروکربن‌ها (%wt)		۳۱/۰۹
۳-۴	مقدار هیدروکربن آسفالتین در کل هیدروکربن‌ها (%wt)		۸/۳۱
۴	وزن مخصوص در $25\ ^{\circ}C$	ASTM D70	۰/۹۹
۵	مقدار گوگرد کل هیدروکربن (%wt)	ASTM D2622	۰/۸۷
۶	اندیس ویسکوزیته (VI)	ASTM D445	۴۰
۷	عدد اسیدی (mgKOH/g)	ASTM D664	۰/۲۳
۸	نقطه ریزش بخش هیدروکربنی لجن ($^{\circ}C$)	ASTM D97	-۱۲/۵
۹	نقطه اشتعال باز هیدروکربن ($^{\circ}C$)	ASTM D92	۲۶۷

مشخصات این ترکیب که به‌خصوص جهت استفاده از این ترکیب به‌عنوان یک افزودنی به قیر جهت اصلاح خواص مورد توجه است، بالغ بر دهها مورد است. در این میان خواصی همچون مقدار حلالیت در حلال‌هایی همانند تری کلرو اتیلن، دی سولفید کربن و تتراکلرید کربن، غیر محلول بودن در حلال هپتان، مقدار خاکستر و مواد فرار در تعیین کیفیت و قیمت این ترکیب بسیار تأثیرگذار است. برخی از مشخصات مهم نمونه قیر طبیعی یکی از معادن بزرگ و معروف واقع در شهرستان گیلان‌غرب کرمانشاه در جدول ۳ ارائه شده است. مشخصات قیر ۶۰/۷۰ تهیه شده از شرکت پاسارگاد در جدول ۴ نشان داده شده است. ۱۳ آزمایش پیشنهاد شده براساس طراحی به‌روش پاسخ سطح انجام شد.

پس از انجام هر یک از آزمایش‌ها، نمونه قیرهای اصلاح شده برای آزمون کیفیت قیر مورد ارزیابی تجربی قرار گرفت و نتایج در جدول ۵ نشان داده شده است.

ارزیابی رابطه[1]

از بین مشخصات کیفیت قیر اصلاح شده، سه پارامتر مهم شامل درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری به‌منظور بررسی اعتبار رابطه پیشنهادی توسط روش سطح پاسخ انتخاب و مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت. تابع توزیع نرمال شاخصی است که می‌تواند به‌منظور بررسی صحت رابطه پیشنهادی مورد استفاده قرار گیرد. هرچه توزیع داده‌ها به خط نرمال نزدیک‌تر باشند بدین معنا است که رابطه از صحت بیشتری برخوردار است.

جدول ۳ مشخصات قیر طبیعی

ردیف	پارامتر	روش آزمون	مقدار
۱	خاکستر (%wt)	ASTM D3174	۱۲/۳۰
۲	رطوبت (%wt)	ASTM D3173	۰/۱۴
۳	مواد فرار (%wt)	ASTM D3175	۴۵/۳
۴	کربن ثابت (%wt)	ASTM D3172	۲۵/۰۲
۵	حلالیت در تری کلرواتیلن (%wt)	ASTM D2042	۷۸/۵۶
۶	وزن مخصوص در ۲۵ °C	ASTM D71	۱/۰۲
۷	نامحلول در هپتان (%wt)	ASTM D3279	۸۷/۵۶

جدول ۴ مشخصات قیر ۶۰/۷۰

ردیف	پارامتر	روش آزمون	مقدار
۱	دانسیته در دمای ۲۵ °C (g/cm^3)	ASTM D70	۱/۰۶
۲	درجه نفوذ در دمای ۲۵ °C (۰/۱mm)	ASTM D5	۶۶
۳	نقطه نرمی (°C)	ASTM D36	۴۵
۴	کشش‌پذیری در دمای ۲۵ °C (cm)	ASTM D113	۱۰۰
۵	نقطه اشتعال (°C)	ASTM D92	۲۵۵
۶	حلالیت در تری کلرو اتیلن (%wt)	ASTM D2042	۹۹/۸
۷	افت حرارتی، (%wt)	ASTM D6	۰/۱۴

1. Model Evaluation

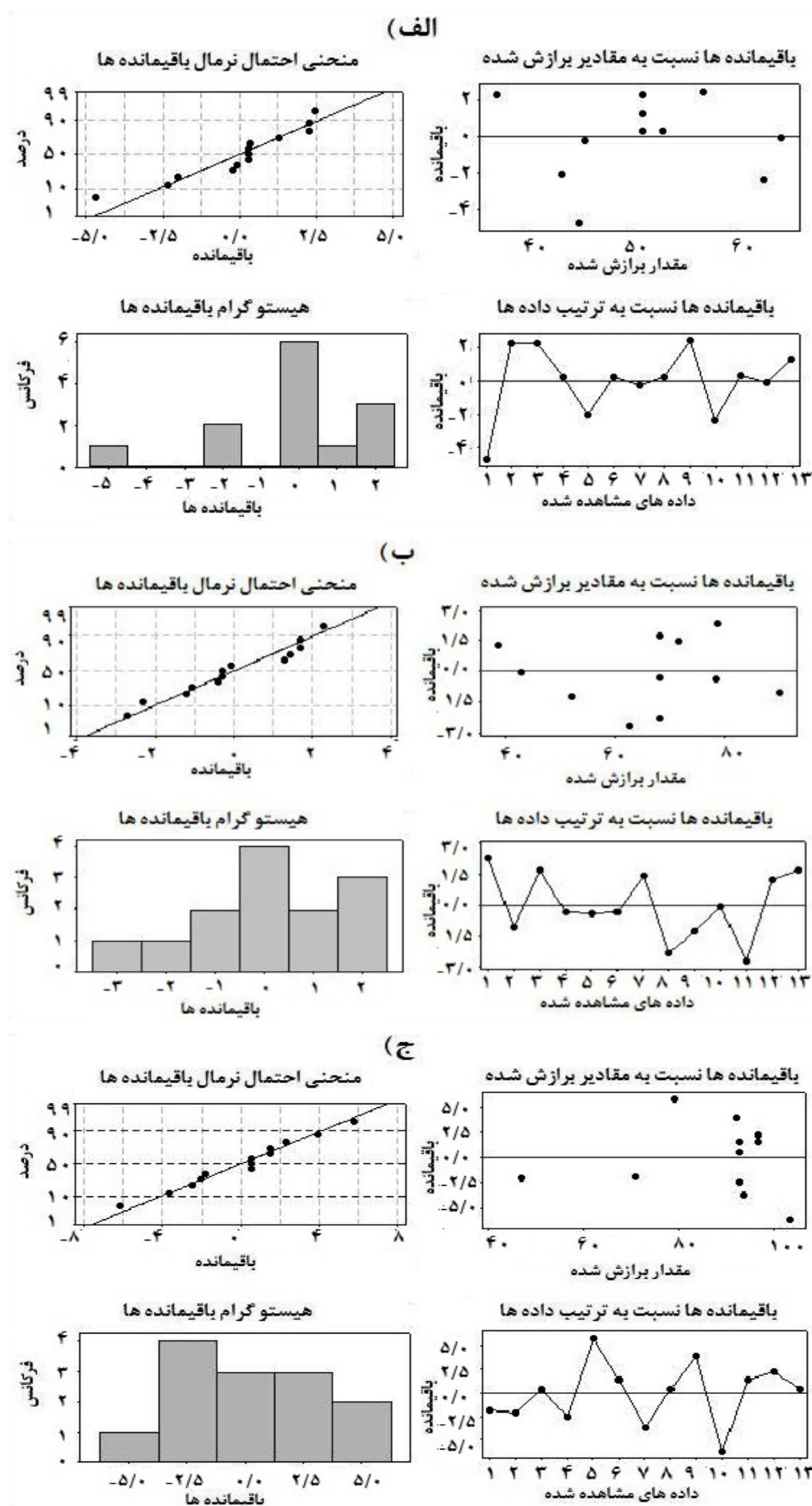
جدول ۵ نتایج طراحی سطح پاسخ برای بررسی تاثیر افزایش لجن نفتی و قیر طبیعی بر کیفیت قیر

شماره آزمایش	درصد لجن نفتی	درصد قیر طبیعی	آنالیز کیفیت قیر ترکیبی							
			درجه نفوذ (۰/۱ mm@ ۲۵ ˚C)	نقطه نرمی (˚C)	کشش‌پذیری (cm@ ۲۵ ˚C)	وزن مخصوص (˚C ۲۵)	افت وزنی (%wt)	نقطه اشتعال (˚C)	حلالیت در TCE (%wt)	خاکستر (%wt)
			ASTM D5	ASTM D36	ASTM D113	ASTM D70	ASTM D3175	ASTM D92	ASTM D2042	ASTM D3174
۱	۵/۰	۱۲/۵	۴۰	۸۱	۶۹	۱/۰۶	۰/۱۲	۲۶۸	۹۸/۳۰	۱/۴۹
۲	۵/۰	۲۰/۰	۳۹	۸۹	۴۵	۱/۱۱	۰/۱۱	۲۶۹	۹۷/۳۲	۲/۳۷
۳	۲۲/۵	۱۲/۵	۵۳	۷۰	۹۳	۱/۰۵	۰/۱۳	۲۶۳	۹۸/۲۲	۱/۴۸
۴	۲۲/۵	۱۲/۵	۵۱	۶۸	۹۰	۱/۰۵	۰۱۳	۲۶۲	۹۸/۲۳	۱/۵۰
۵	۲۲/۵	۲۰/۰	۴۱	۷۸	۸۵	۱/۰۹	۰/۱۳	۲۶۴	۹۷/۲۴	۲/۴۴
۶	۲۲/۵	۱۲/۵	۵۱	۶۸	۹۴	۱/۰۵	۰/۱۳	۲۶۳	۹۸/۲۲	۱/۵۱
۷	۴۰/۰	۲۰/۰	۴۵	۷۳	۹۰	۱/۰۷	۰/۱۴	۲۵۹	۹۷/۱۴	۲/۴۰
۸	۲۲/۵	۱۲/۵	۵۱	۶۶	۹۳	۱/۰۴	۰/۱۳	۲۶۳	۹۸/۲۵	۱/۴۸
۹	۵/۰	۵/۰	۵۹	۵۱	۹۶	۱/۰۳	۰/۱۴	۲۶۵	۹۹/۲	۰/۶۰
۱۰	۲۲/۵	۵/۰	۶۰	۴۳	۹۷	۱/۰۲	۰/۱۴	۲۶۳	۹۹/۱۳	۰/۶۱
۱۱	۴۰/۰	۱۲/۵	۵۳	۶۰	۹۸	۱/۰۴	۰/۱۵	۲۵۷	۹۸/۱۴	۱/۵۱
۱۲	۴۰/۰	۵/۰	۶۴	۴۰	۹۹	۱/۰۲	۰/۱۶	۲۵۵	۹۹/۰۲	۰/۶۳
۱۳	۲۲/۵	۱۲/۵	۵۲	۷۰	۹۳	۱/۰۵	۰/۱۴	۲۶۱	۹۸/۲۳	۱/۴۸

در شکل ۱ منحنی توزیع نرمال داده‌ها و باقی‌مانده‌ها را برای درجه نفوذ شکل الف، نقطه نرمی شکل ب و کشش‌پذیری شکل ج برای ۱۳ نمونه قیر اصلاح شده ارائه شده است. نمودار باقی‌مانده‌ها برحسب ترتیب آزمایش یکی از شاخص‌های اصلی بررسی اعتبار مدل در طراحی آزمایش به‌شمار می‌آید. اگر در نمودار باقی‌مانده‌ها برحسب ترتیب آزمایش روند منطقی بین نقاط وجود نداشته باشد بدین معنا است که نقاط کاملا تصادفی انتخاب شده و رابطه از اعتبار لازم برخوردار است. در شکل ۱ همچنین نمودار باقی‌مانده‌ها برحسب ترتیب آزمایش را برای درجه نفوذ شکل الف، نقطه نرمی شکل ب و کشش‌پذیری شکل ج نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل‌ها پیداست هیچ ارتباط ریاضی بین نقاط وجود ندارد و نقاط کاملا تصادفی انتخاب شده‌اند. نمودار هیستوگرام باقی‌مانده‌ها شاخص دیگری است که اعتبار رابطه پیشنهادی را مورد ارزیابی قرار می‌دهد. چنان‌که در نمودار هیستوگرام باقی‌مانده‌ها نقطه بیشینه مطلق وجود داشت باشد بدین معناست که رابطه از دقت لازم جهت بررسی آزمایشات برخوردار بوده و نتایج آن قابل استناد است.

تجزیه و تحلیل واریانس برای شاخص‌های کیفیت قیر اصلاح شده

پس از وارد نمودن اطلاعات تجربی به‌دست آمده از آنالیز کیفی نمونه‌های قیر اصلاح شده، پاسخ‌های فرآیند مورد ارزیابی قرار گرفت و سپس با استفاده از تحلیل واریانس، اثر هر عامل در پاسخ‌های مختلف تعیین شد. همان‌طور که در جدول ۶ مشاهده می‌شود با توجه به سطح اطمینان که به‌صورت پیش فرض ۹۵٪ منظور شده است، متغیرهایی که مقادیر P آنها کمتر از ۰/۰۵ است دارای اهمیت بیشتری است. اثرات دو متغیر شامل درصد قیر طبیعی و لجن نفتی برروی درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری مورد ارزیابی قرار گرفت.



شکل ۱ نمودار باقی‌مانده‌ها برای درجه نفوذ الف)، نقطه نرمی ب) و کشش‌پذیری ج)

با توجه به مقادیر P، درصد قیر طبیعی و لجن نفتی بیشترین تاثیر را برروی درجه نفوذ قیر اصلاح شده دارند و متغیرهای درجه دو و تداخلی در این میان تاثیر ناچیز دارند (مقادیر P جملات درجه دو و برهم‌کنش بزرگتر از ۰/۰۵ هستند). اثر افزایش قیر طبیعی باعث کاهش درجه نفوذ و افزایش لجن نفتی باعث افزایش آن می‌شود که علامت منفی و مثبت مقادیر F این تاثیر را نشان می‌دهد. همین روند در مورد مقدار کشش‌پذیری قیر اصلاح شده مشاهده می‌شود. با این تفاوت که متغیر درجه دو مربوط به درصد لجن نفتی و همچنین اثر برهم‌کنش برروی مقدار کشش‌پذیری دارای اهمیت هستند. دلیل اصلی این رفتار وابسته به ماهیت شیمیایی ترکیبات قیر طبیعی و لجن نفتی است. اثرات متغیرهای درصدهای قیر طبیعی و لجن نفتی در مورد مقدار نقطه نرمی برعکس تاثیر آن برروی درجه نفوذ و کشش‌پذیری است. نکته مهم در این رابطه اینکه میزان تاثیر درصد قیر طبیعی برروی نقطه نرمی (با داشتن مقدار P کمتر از ۰/۰۰۱) بیشتر از سایر متغیرها است. در بین رابطه‌های برازشی نشان داده شده در جدول ۶، رابطه نقطه نرمی قیر اصلاح شده با دارا بودن بیشترین مقدار F (۱۱۱/۸۴)، بیشترین ضریب هم‌گرایی (۹۸/۸) و کمترین مقادیر P، با معناترین رابطه پیشنهادی است. در مرتبه بعدی رابطه کشش‌پذیری و در نهایت رابطه درجه نفوذ حائز اهمیت هستند. پس از تحلیل‌های آماری، رابطه‌های پیشنهادی به‌صورت یک رابطه برحسب ضرایب اثرگذاری متغیرها توسط نرم‌افزار ارائه شد که در روابط ۱ تا ۳ نشان داده شده است. در این روابط متغیرهای A، B به‌ترتیب درصدهای وزنی لجن نفتی و قیر طبیعی هستند. همان‌طور که در این روابط مشخص است تاثیر درصد قیر طبیعی و لجن نفتی در سه مشخصه کیفیت شامل درجه نفوذ (Pen)، نقطه نرمی (Soft) و کشش‌پذیری (Duct) عملا درجهت مخالف هم عمل می‌کنند.

$$Pen = 64.3248 + 0.5037A - 2.2053B \quad (۱)$$

$$Soft = 29.3904 - 0.6928A + 5.5415B - 0.1349B^2 + 0.0095AB \quad (۲)$$

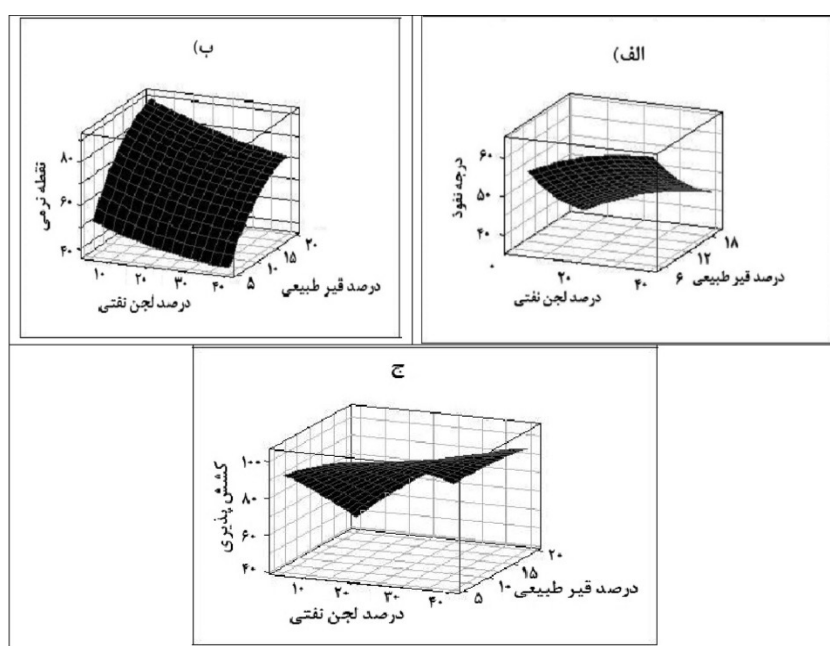
$$Duct = 100.313 + 1.028A - 2.818B - 0.0029A^2 - 0.080AB \quad (۳)$$

جدول ۶ نتایج تحلیل واریانس روش سطح پاسخ برای اندازه‌گیری مقدار درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری تحت تاثیر درصدهای قیر طبیعی و لجن نفتی

عامل‌ها	درجه نفوذ		نقطه نرمی		کشش‌پذیری	
	مقدار F	مقدار P	مقدار F	مقدار P	مقدار F	مقدار P
رابطه	۱۸/۹۰	۰/۰۰۱	۱۱۱/۸۴	۰/۰۰۰	۲۸/۶۹	۰/۰۰۰
جملات خطی	۵/۱۱	۰/۰۴۳	۵۱/۰۵	۰/۰۰۰	۴/۶۸	۰/۰۴۸
لجن نفتی (A)	۱/۸۳۱	۰/۰۳۴	-۳/۲۲۸	۰/۰۱۴	۲/۳۵۲	۰/۰۴۸
قیر طبیعی (B)	-۲/۸۸۹	۰/۰۲۳	۹/۹۷۹	۰/۰۰۰	-۲/۳۲۴	۰/۰۴۶
جملات درجه دو	۱/۱۲	۰/۳۷۷	۱۸/۴۳	۰/۰۰۲	۷/۹۲	۰/۰۱۶
A×A	-۱/۲۶۷	۰/۲۴۶	۱/۹۲۷	۰/۰۹۵	-۳/۴۵۴	۰/۰۱۱
B×B	۱/۲۲۴	۰/۲۶۰	-۶/۰۵۷	۰/۰۰۱	-۰/۵۱۴	۰/۶۲۳
برهم‌کنش	۰/۰۴	۰/۸۵۷	۱/۴۴	۰/۲۶۹	۲۴/۵۴	۰/۰۰۲
A×B	۰/۱۸۷	۰/۸۵۷	-۱/۲۰۱	۰/۰۰۱	۴/۹۵۴	۰/۰۰۲
عدم برازش	۱۹/۴۳	۰/۰۰۸	۲/۲۸	۰/۲۲۲	۱۶/۹۰	۰/۰۱۰
	S= ۲/۶۶۸ , R^2= ۹۳/۱		S= ۲/۰۸۱ , R^2= ۹۸/۸		S= ۴/۲۳۹ , R^2= ۹۵/۳	

بهینه‌سازی و بررسی اثرات هم‌زمان متغییرها بر کیفیت قیر

در شکل ۲ نمودارهای سه بعدی تغییرات درصد قیر طبیعی و لجن نفتی بر درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل نشان داده شده است با افزایش قیر طبیعی به قیر ۶۰/۷۰، مقدار درجه نفوذ شکل الف و کشش‌پذیری شکل ج قیر تولیدی با شیب تند کاهش و افزایش لجن نفتی باعث افزایش درجه نفوذ و کشش‌پذیری می‌گردد. در مورد نقطه نرمی شکل ب روند کاملا برعکس می‌شود. به‌طوری‌که افزایش قیر طبیعی و لجن نفتی به قیر ۶۰/۷۰ به‌ترتیب باعث افزایش و کاهش نقطه نرمی می‌شود. با توجه به اینکه ترکیبات موجود در قیر طبیعی بیشتر شامل ترکیبات آسفالتین و مواد معدنی است، افزایش آن به قیر ۶۰/۷۰ باعث استحکام یا به‌عبارتی سفت شدن قیر می‌شود. لجن نفتی برعکس بیشتر دارای ترکیبات رزینی بوده و ترکیبات آسفالتین آن کمتر است، در نتیجه افزایش آن باعث انعطاف‌پذیری بیشتر و یا به‌عبارتی شل شدن قیر می‌شود. بدیهی است که با تغییر مقادیر قیر طبیعی و لجن نفتی به قیر ۶۰/۷۰ می‌توان به مقادیر بهینه و مد نظر برای درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری هر کدام به‌طور جداگانه و یا در مجموع دست یافت. براساس روابط حاکم بر منحنی های به‌دست آمده از رابطه روش سطح پاسخ اثر هم‌زمان متغیرها برروی شاخص‌های کیفیت شامل درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری با تقریب قابل قبولی قابل طراحی و پیش‌بینی است. تاثیر افزایش قیر طبیعی و لجن نفتی مکمل یکدیگر هستند. مقادیر لازم از قیر طبیعی و لجن نفتی به‌منظور رسیدن به مقادیر مشخصی برای درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری به‌طور جداگانه و یا هم‌زمان به‌عنوان مثال در جدول ۷ نشان داده شده است. این جدول قابلیت بالای رابطه برای دست‌یابی به قیری با مشخصات دلخواه را نشان می‌دهد که براساس آن مقادیر اختلاط افزودنی های قیر طبیعی و لجن نفتی را نشان می‌دهد. برای دست‌یابی به قیری با درجه نفوذ ۵۰، نقطه نرمی ۵۰ و کشش‌پذیری ۱۰۰ به‌طور هم‌زمان و به‌تنهایی، مقادیر مشخصی طبق رابطه پیشنهاد می‌گردد.



شکل ۲ نمودار سه بعدی تغییرات درصد قیر طبیعی و لجن نفتی بر الف) درجه نفوذ، ب) نقطه نرمی و ج) کشش‌پذیری

جدول ۷ پیش‌بینی درصد مورد نیاز از قیر طبیعی و لجن نفتی برای رسیدن به شاخص‌های کیفیت مدنظر با استفاده از رابطه

مقادیر شاخص‌های کیفیت مد نظر	پیش‌بینی درصد قیر طبیعی مورد نیاز	پیش‌بینی درصد لجن نفتی مورد نیاز	مقادیر تجربی شاخص‌های کیفیت
درجه نفوذ (۵۰)	۱۴/۷۹	۴۰/۰۲	۵۱
نقطه نرمی (۵۰)	۶/۰۳	۱۶/۷۱	۴۹
کشش‌پذیری (۱۰۰)	۷/۴۵	۲۲/۵۰	۹۸
درجه نفوذ (۵۰)، نقطه نرمی (۵۰)	۵/۰۷	۵/۶۵	درجه نفوذ (۵۰)، نقطه نرمی (۴۸)
درجه نفوذ (۵۰)، کشش‌پذیری (۱۰۰)	۱۴/۷۶	۳۸/۲۰	درجه نفوذ (۵۲)، کشش‌پذیری (۱۰۴)
نقطه نرمی (۵۰)، کشش‌پذیری (۱۰۰)	۶/۱۵	۱۷/۷۲	نقطه نرمی (۵۲)، کشش‌پذیری (۱۰۲)
درجه نفوذ (۵۰)، نقطه نرمی (۵۰)، کشش‌پذیری (۱۰۰)	۵/۰۸	۸/۵۰	درجه نفوذ (۵۸)، نقطه نرمی (۵۰)، کشش‌پذیری (۹۸)

نتیجه‌گیری

یکی از مشکلات موجود در تمامی صنایع نفتی، شامل پالایشگاه، پتروشیمی، مراکز استخراج، نگهداری، پخش و حمل، تشکیل لجن‌های نفتی است. بهترین راه حل برای رفع این معضل جلوگیری از تشکیل آن و در مرحله دوم روش‌های فراوری و بازگردانی آن به چرخه تولید است. این تحقیق به‌منظور ارزیابی اثر استفاده از این لجن به‌همراه قیر طبیعی به‌عنوان اصلاح‌کننده کیفیت قیر انجام گرفت. برای رسیدن به این هدف، چندین آزمایش با افزودن این دو ترکیب به قیر ۶۰/۷۰ با استفاده از روش آماری پاسخ سطح انجام شد. در مرحله بعد سه مشخصه کیفیت قیر اصلاح شده شامل درجه نفوذ، نقطه نرمی و کشش‌پذیری با روش‌های استاندارد آزمایش گردید. در نهایت با استفاده از روش‌های آماری، اثرات افزودن هم‌زمان درصدهای مختلفی از قیر طبیعی و لجن نفتی به قیر ۶۰/۷۰ بررسی شد. نتایج حاکی از آن است که افزایش قیر طبیعی باعث کاهش درجه نفوذ و کشش‌پذیری و برعکس باعث افزایش نقطه نرمی قیر اصلاحی می‌گردد. تاثیر افزایش لجن نفتی به قیر برعکس افزودن قیر طبیعی باعث کاهش نقطه نرمی و افزایش درجه نفوذ و کشش‌پذیری قیر می‌گردد. استفاده هم‌زمان از قیر طبیعی و لجن نفتی در بهبود کیفیت قیر علاوه‌بر دست‌یابی به مشخصات دلخواه مد نظر مصرف کننده به قیرهایی با تنوع شاخص‌های کیفی بیشتر، با بازیابی لجن‌های نفتی و استفاده مجدد از آنها در این فرآیند، مخاطرات زیست محیطی ناشی از آلودگی آب و خاک را به حداقل می‌رساند و همچنین با استفاده از قیرطبیعی باعث کاهش بیشتر هزینه تولید اینگونه قیرها می‌گردد.

تشکر و قدردانی

از کلیه همکاران در پژوهشگاه صنعت نفت که در طول این پژوهش با ما همکاری نمودند و یاری‌رسان ما در اتمام این پژوهش بودند و همچنین از شرکت پالایش نفت کرمانشاه و سازمان صنعت، معدن و تجارت کرمانشاه که ما را در تهیه نمونه‌ها یاری نمودند، کمال تشکر و قدردانی را داریم.

مراجع

[1]. Johnson O A, Affam A C (2019) Petroleum sludge treatment and disposal: A review, Environmental Engineering Research, 24, 2: 191-201, doi.org/10.4491/eer.2018.134.
[2]. Choudhury S P. Saha B. Haq I. Kalamdhad A S. (2022) Use of petroleum refinery sludge for the production of biogas as an alternative energy source: a review, Advanced Organic Waste Management, 277-297, doi.org/10.1016/B978-0-323-85792-5.00021-6.
[3]. Bhattacharyya J V, Shekdar A V (2003) Treatment and disposal of refinery sludges: Indian Scenario, Waste Management and Research, 21: 249-261, doi.org/10.1177/0734242X0302100.
[4]. Hua G, Lia J, Zeng G (2013) Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: a review, Journal of Hazardous Material, 261: 470-490, doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.07.069.
[5]. Reddy M V, Prathima Devi M, Chandrasekhar K, Kannaiah Goud R, Venkata Mohan S (2011) Aerobic remediation of petroleum sludge through soil supplementation: microbial community analysis, Journal of Hazardous Materials, 197: 80-87.
[6]. Kriipsalu M, Marques M, Maastik A (2008) Characterization of oily sludge from a wastewater treatment plant flocculation-flotation unit in a petroleum refinery and its treatment implications, Journal of Material Cycles and Waste Management, 10910: 79-86, doi.org/10.1007/s10163-007-0188-7.
[7]. Cambiella A, Benito M (2006) Centrifugal separation efficiency in the treatment of water emulsified oils, Chemical Engineering Research and Design, 84: 69-76, doi.org/10.1016/j.jhazmat.2011.09.061.
[8]. Mao.X. Jiang R. Xiao W. Jiaguo Yuet J. (2015) Use of surfactants for the remediation of coataminated soils: review, Journal of Hazardous Materials, 285: 419-435, doi.org/10.1016/j.jhazmat.2014.12.009.
[9]. Satpute S K, Banpurkar A G, Dhakephalkar P K, Banat IM. Chopade B A (2010) Methods for investigating biosurfactants and bioemulsifiers: a review, Critical Reviews in Biotechnology, 30: 127-144, doi.org/10.3109/07388550903427280.
[10]. Zhang J, Jianbing Li J, Thring R W, Hu X, Song X (2012) Oil recovery from refinery oily sludge via ultrasound and freeze/thaw, Journal of Hazardous Materials, 203:195-203, doi.org/10.1016/j.jhazmat.2011.12.016.
[11]. Hu G, J, Li H, Hou (2015) A combination of solvent extraction and freeze thaw for oil recovery from petroleum refinery wastewater treatment pond sludge, Journal of Hazardous Materials, 283: 832-840, doi.org/10.1016/j.jhazmat.2014.10.028.
[12]. Barneto A G, Conesa J (2014) Thermogravimetric monitoring of oil refinery sludge, Journal of Analytical and Applied Pyrolysis, 105: 8-13, doi.org/10.1016/j.jaap.2013.09.007.
[13]. Liu G, Song H, Wu J (2015) Thermogravimetric study and kinetic analysis of dried industrial sludge pyrolysis, Waste Management, 41: 128-133, doi.org/10.1016/j.wasman.2015.03.042.
[14]. Appleton T, Colder R I, KingmanI R, Lowndes I S, Read AG (2005) Microwave technology for energy efficient processing of waste, Applied Energy, 81: 85-113, doi.org/10.1016/j.apenergy.2004.07.002.
[15]. Tan W, Yang X G, Tan X F (2007) Study on demulsification of crude oil emulsions by microwave chemical method, Separation Science and Technology, 42: 1367—1377, doi.org/10.1080/01496390701193736.
[16]. Jamshidi Zanjani A, Khodadadi A (2017) A review on enhancement techniques of electrokinetic soil remediation, Pollution, 3, 1: 157-166, doi: 10.22059/POLL.2017.59583.
[17]. Habibi S (2004) A new electro kinetic technology for revitalization of oily sludge, PhD Thesis, Concordia University.
[18]. Li J, Song X, Hu G, Thering R W (2013) Ultrasonic desorption of petroleum hydrocarbons from crude oil contaminated soils, Journal of Environmental Science and Health, Part A, 48: 1378-1389, doi.org/10.1080/10934529.2013.781885.
[19]. Kim Y M, Wang M C (2003) Effect of ultrasound on oil removal from soils, Ultrasonics, 41:539-542, doi.org/10.1016/S0041-624X(03)00168-9.
[20]. Hu G, Li J, Zeng G (2013) Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: a review, Journal of Hazardous Materials, 261: 470—490, doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.07.069.
[21]. Huang B, Li G, Shu X (2006) Investigation into three-layered HMA mixtures, Composites Part B: Engineering, 37, 7: 679-690, doi.org/10.1016/j.compositesb.2005.08.005.
[22]. Ameri M, Mansourian A, Ashani S S, Yadollahi G (2011) Technical study on the Iranian Gilsonite as an additive for modification of asphalt binders used in pavement construction, Construction and Building Materials, 25:1379-1387, oi.org/10.1016/j.conbuildmat.2010.09.005.
[23]. Hadidy A, Yi Qiu T (2009) Mechanistic approach for polypropylene-modified flexible pavements, Materials and Design, 30: 1133-1140, doi.org/10.1016/j.matdes.2008.06.021.
[24]. Ahmadinia E. Zargar M. Karim M. R. Abdelaziz M. Shafigh P.(2011) Using waste plastic bottles as additive for stone mastic asphalt, Materials and Design, 32: 4844-4849, doi.org/10.1016/j.matdes.2011.06.016.

[25]. Airey G D (2004) Fundamental binder and practical mixture evaluation of polymer modified bituminous materials, International Journal of Pavement Engineering, 5, 3: 137-151, doi.org/10.1080/10298430412331314 146.
[26]. Tang N, Huang W, Hu J, Xiao F (2008) Rheological characterisation of terminal blend rubberised asphalt binder containing polymeric additive and sulphur, Road Materials and Pavement Design, 19: 1288-1300, doi.or g/10.1080/14680629.2017.1305436.
[27]. James G, Speight J G (2015) Asphalt Materials Science and Technology, Butterworth-Heinemann.
[28]. Pretorius F, Grobler J, Onreat J (2004) Development of a fit-for-propose product performance specification system for asphalt mixes, Journal of Asphalt Paving Technology, 1-9.
[29]. Iranian National Standardization Organization (INSO). 15342, 1st. Edition (2018), Endorsement of ASTM D4007:2011(2016), ASTM D4007, Standard test method for water and sediment in crude oil by the centrifuge method (laboratory procedure), doi: 10.22078/PR.2022.4728.3123.
[30]. ASTM D4006. (2016) Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation.
[31]. ASTM D 473. (2017) Standard test method for sediment in crude oils and fuel oils by the extraction method.
[32]. Iranian National Standardization Organization (INSO), 14714, Nov. (2012) 1st. Edition, Natural Bitumen's (Mineral) - Specification and Test method, doi: 10.22078/PR.2022.4728.3123.
[33]. Iranian National Standardization Organization (INSO). (2013)12505, 1st. Edition, Bitumen and bituminous materials- Asphalts pavement construction characteristics, 1-3.
[34]. Anderson M J, Whitcomb P J (2016) RSM simplified: optimizing processes using response surface methods for design of experiments, 2nd edition, Productivity Press, 1-17, doi.org/10.1201/9781315382326.
[35]. Dean A D, Voss D D, Draguljić D (2017) Response surface methodology, in Design and analysis of experiments, Springer, 565-614, doi: 10.1007/978-3-319-52250-0_16.
[36]. Use of Modified Bituminous Binders, Special Bituminous and Bitumens with Additives in Road Pavements, Word Road Association (PLARC) (2007), Permanent International Association of Road Congress, 1-107s

راهنمای تهیه مقالات برای چاپ در مجله پژوهش نفت

مجله پژوهش نفت، مقالات علمی و پژوهشی در زمینه‌های مرتبط با صنایع نفت، گاز و پتروشیمی را برای چاپ می‌پذیرد. از پژوهشگران و کارشناسان گرامی که مایل به ارسال مقالات خود هستند، خواهشمندیم به موارد ذیل توجه فرمایند:

مقاله را از طریق وب سایت مجله به آدرس journals.ripi.ir و یا وب سایت پژوهشگاه صنعت نفت به آدرس www.ripi.ir با ثبت نام در سامانه الکترونیکی مجله ارسال نمایید.

مسؤولیت کامل مطالب و منابع چاپ شده بر عهده نویسنده یا نویسندگان خواهد بود و نسخه نهایی مقاله پیش از چاپ به امضاء نویسنده یا نویسندگان می‌رسد. نویسنده یا نویسندگان متعهد خواهند شد که مقالات ارسالی در نشریه دیگری انتشار نیافته است. **(فرم تعهد با امضاء تمام نویسندگان ارسال گردد.)**

مقالات ارسالی عودت داده نمی‌شود.

آئین نگارش فارسی باید به طور کامل رعایت شود و از به‌کار بردن اصطلاحات خارجی که معادل دقیق و پذیرفته شده در زبان فارسی دارند، خودداری شود.

مقاله باید بر روی کاغذ سفید (A4) به صورت یک خط در میان (فاصله سطرها ۱/۲ سانتی متر) توسط نرم افزار Microsoft Word ویرایش ۲۰۰۷ یا ماقبل آن تایپ و حاشیه بالا و پایین ۲/۵ سانتی متر، حاشیه چپ و راست ۲/۵ سانتی متر، لبه بالا ۲/۵ سانتی متر و لبه پایین ۱/۲۷ سانتی متر تنظیم شود.

مقاله باید شامل بخش‌های زیر باشد:

۱. عنوان: باید تا حد امکان کوتاه و کاملاً گویای موضوع مقاله باشد.

نام نویسنده یا نویسندگان باید پس از عنوان مقاله ذکر شود. نویسنده طرف مکاتبات باید با علامت * در کنار نام خود مشخص گردد.

عنوان و آدرس نویسنده یا نویسندگان و پست الکترونیکی نویسنده طرف مکاتبات مشخص شود.

۲. چکیده: باید بین ۱۵۰ تا ۳۰۰ کلمه و شامل هدف از تحقیق، روش کار، مهم‌ترین یافته‌ها و نتیجه‌گیری باشد.

۳. واژه‌های کلیدی: شامل ۳ الی ۶ واژه کلیدی که نکات اصلی در مقاله را معرفی می‌کند.

۴. مقدمه: مقدمه ضمن بیان هدف تحقیق، باید حاوی خلاصه‌ای از اهمیت موضوع، نتایج مطالعات و مشاهدات مرتبط با تحقیق مورد نظر که در گذشته انجام شده است، با ذکر منابع و ماخذهای لازم آن‌ها باشد.

۵. روش کار: در این بخش لازم است روش‌های آزمایشگاهی و مواد مصرفی و تجهیزات مورد استفاده به طور کامل معرفی شود. همچنین چگونگی و روش نمونه‌گیری با دقت بیان شود و آزمون‌های آماری مورد استفاده و مراحل استنتاج آماری به خوبی تشریح گردد.

۶. نتایج و بحث: در برگیرنده نتایج حاصل از تحقیق به صورت متن، جدول، نمودار و تصویر و بحث در خصوص علل پدیده‌ها و مقایسه با یافته‌های مرتبط است.

۷. نتیجه‌گیری: در این بخش یافته‌های حاصل از تحقیق به صورت مختصر و شفاف ارائه می‌گردد.

۸. تشکر و قدردانی: در صورت لزوم از همکاری سازمان‌ها می‌شود.

۹. علائم و نشانه‌ها: فهرست علائم و نشانه‌های مورد استفاده در مقاله به ترتیب حروف الفبا به همراه واحد و شرح آن‌ها ارائه می‌شوند.

۱۰. مراجع: کلیه مراجع مورد استفاده به ترتیب ارجاع آن‌ها در متن، در این بخش ارائه می‌گردند.

۱۱. عنوان، چکیده و واژه‌های کلیدی انگلیسی: این بخش باید در صفحه‌ای جداگانه ارائه شود. تطبیق عنوان و چکیده فارسی با انگلیسی باید مورد توجه قرار گیرد. کلیه نکات مندرج در بند ۱، در ترجمه انگلیسی آن نیز رعایت می‌شود.

لطفاً در تنظیم مقالات، نکات زیر را رعایت فرمایید:

عنوان اصلی مقاله با قلم BZar شماره ۲۴ ضخیم تایپ شود.

عناوین اصلی داخل مقاله با قلم BNazanin شماره ۱۴ ضخیم و عناوین فرعی با قلم BNazanin شماره ۱۲ ضخیم تایپ شوند.

هر تیتر از متن قبلی خود با یک خط فاصله جدا شود.

متن فارسی مقاله با قلم BNazanin شماره ۱۲/۵ نازک و واژه‌ها و متن انگلیسی با قلم Times New Roman شماره ۱۰ نازک تایپ شود.

عنوان جداول و شکل‌ها با قلم BNazanin شماره ۱۱ ضخیم تایپ گردد. عنوان جداول در بالا و عنوان شکل‌ها در پایین آن‌ها نوشته می‌شود.

محتوای فارسی جداول با قلم BNazanin شماره ۱۱ نازک و عبارات انگلیسی جداول با قلم Times New Roman شماره ۹ نازک تایپ شود.

کلیه اعداد باید به‌صورت فارسی تایپ شوند.
واحد تمامی اعداد باید در سیستم SI باشد.
کلیه فرمول‌ها باید به ترتیب شماره‌گذاری شده و با استفاده از نرم‌افزار MathType تهیه شوند.
کلیه جداول و شکل‌ها در انتهای مقاله ارائه گردد. هر جدول یا شکل در یک صفحه جداگانه ارائه شود. همچنین فایل اصلی مقاله شامل متن اصلی، چکیده فارسی و لاتین، جداول و تصاویر (بدون نام نویسندگان) نیز ارسال گردد.
کلیه جداول فارسی و راست چین باشد.
کلیه شکل‌ها باید به‌صورت سیاه و سفید و کاملاً واضح ارائه شوند.
از تکرار داده‌ها به صورت چندگانه (جدول و نمودار و ...) خودداری فرمایید.
اگر شکل یا جدولی از مرجع دیگر اخذ شده باشد، شماره مرجع در انتهای عنوان شکل یا جدول درج و مشخصات آن به منابع اضافه شود.
شکل‌های مقالات به صورت فایل اصلی (در همان نرم‌افزاری که توسط آن تهیه شده‌اند مانند Excel و غیره) ارسال شود.
از به‌کار بردن واژه‌های انگلیسی در متن مقاله خودداری شود. معادل انگلیسی کلمات فارسی و نام نویسنده (گان) که برای نخستین بار در مقاله به‌کار می‌رود، به صورت زیرنویس در صفحه مربوط درج گردد. زیرنویس‌ها در هر صفحه با گذاردن شماره فارسی در گوشه بالای آخرین حرف از کلمه، در متن مشخص شوند.
در بخش چکیده نباید ارجاعی به معادلات و یا مراجع مقاله داده شود.
کلیه مراجع ذکر شده در بخش مراجع باید در متن مقاله مورد ارجاع قرار گرفته باشند. شماره‌گذاری مراجع در متن در داخل کروشه صورت می‌گیرد.
-تعداد صفحات مقاله به صورت خام (بدون قالب‌بندی) حداکثر ۱۵ صفحه تهیه گردد.

ارائه مراجع بر اساس الگوی زیر صورت می‌گیرد:
-کتاب و گزارش فارسی و خارجی:
نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان (سال انتشار) نام کتاب، ذکر نام فصل یا فصل‌های کتاب (درصورت مطالعه و استفاده از یک یا چند فصل کتاب)، نام کتاب، شماره ویرایش کتاب، ناشر، شماره صفحات.
مثال:

1. Barrow GM (1984) Physical chemistry, (4th ed.), McGraw-Hill Inc., 1-127.
2. Spellman FR (2010) Problems facing water and wastewater treatment, Spellman’s standard handbook for wastewater operators, 1st ed., Crc Press, 9-32.
3. Spellman FR (2010) Problems facing water and wastewater treatment (Chapter 1), Spellman’s standard handbook for wastewater operators, 1st ed., Crc Press, 9-32.

-مقاله فارسی:
نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان (سال) عنوان مقاله، نام مجله به طور کامل، دوره مجله، شماره مجله: شماره صفحات.
مثال‌ها:
۴. صفایی م.، قاسمی م. ر. و میرحبیبی ع. (۱۳۸۴) ساخت و بررسی ریز ساختاری پایه‌های کاتالیستی کلسیم آلومینات، نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران، ۲۴، ۲: صفحات ۱۸ - ۹.
۵. زینل‌زاده ا.، رضایی م. ر. و کمالی م ر (۱۳۹۲) استفاده از مدلسازی یک بعدی حوضه در مطالعه سیستم نفتی: مثالی از سنگ‌های منشا کژدمی و پابده در جنوب فروافتادگی دزفول، پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، ۲۹: ۱۱۹-۱۰۷.
- مقاله خارجی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان (سال انتشار) عنوان مقاله، نام کامل مجله، دوره مجله، شماره مجله: شماره صفحات.
مثال‌ها:

6. Wang L, Sunden B (2003) Optimal design of plate heat exchangers with and without pressure drop specifications, Applied Thermal Engineering, 23: 295-311.
7. Qiu Z, Zou C (2020) Controlling factors on the formation and distribution of “sweet-spot areas” of marine gas shales in South China and a preliminary discussion on unconventional petroleum sedimentology, Journal of Asian Earth Sciences,

194, 1: 103989-103992.

8. Soltani B, Beiranvand B, Moussavi-Harami R, Honarmand J, Taati F (2020) Facies analysis and depositional setting of the upper pliocene akchagyl formation in southeastern caspian basin, NE Iran, Carbonates and Evaporites, 35, 8: 1-18.

9. Rögl F (1999) Mediterranean and Paratethys, Facts and hypothesis of an Oligocene to Miocene paleogeography (short review), Geologica Carpathica, 50, 4: 339-349.

10. Robert Alexandra MM, Letouzey J, Kavoosi MA, Sherkati S (2014) Structural evolution of the Kopeh Dagh fold-and-thrust belt (NE Iran) and interactions with the South Caspian Sea Basin and Amu Darya Basin, Marine and Petroleum Geology, Elsevier, 57: 68–87.

- مجموعه مقالات کنفرانس‌ها:

نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان (سال برگزاری کنفرانس) عنوان مقاله، عنوان کنفرانس، محل برگزاری کنفرانس، شماره صفحات.

مثال:

۱۱. شکری قلعه س.، زرین پاشنه س. و سلطانیه م. (۱۳۷۹) مدل‌سازی و شبیه‌سازی راکتورهای چند فازی برای گوگردزدایی از سوخت دیزل، پنجمین کنگره ملی و چهارمین کنگره بین‌المللی مهندسی شیمی، دانشگاه شیراز، ایران.

12. Al-Thani J, Faisal F, Tony M (2005) Risk and uncertainty modeling in the oil and gas industry, Middle East Oil and Gas Show and Conference, Society of Petroleum Engineers (SPE), Bahrain.

- مقاله حاصل از کتب:

نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان مقاله)سال انتشار(، عنوان مقاله، عنوان کتاب، ناشر، شماره صفحات.

13. Lee DH, Kim HI, Kim SS (2004) Surface modification of polymeric membranes by UV grafting, Advanced materials for membrane separations, American Chemical Society, 281-299.

- کتب:

نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان مقاله)سال انتشار(،عنوان کتاب، ناشر، شماره صفحات.

۱۴. آقانباتی ع. (۱۳۸۳) انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور، تهران، ۵۸۶-۱.

- پایان‌نامه: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده (سال) عنوان پایان‌نامه، نوع پایان‌نامه، دانشگاه، کشور، شماره صفحات (در صورت امکان).

مثال:

۱۵. ابراهیمی ه (۱۳۸۳) مدل‌سازی راکتورهای ریفرمینگ متان توسط بخار آب از نوع حرارت از بالا، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی سهند، ایران، ۷۱-۱.

۱۶. نبوی ج. (۱۳۸۳) گوگردزدایی بیولوژیکی زغال سنگ طبس، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی اصفهان، ایران، ۴۸-۱۳.

-پایان‌نامه چاپ‌شده به زبان انگلیسی:

Author(s) (year) Title, Degree level, University/Institute, location, pp. .

17. Mack S. (2000) Desperate optimism, MA thesis, University of Calgary, Canada, 1-82.

- ثبت اختراع: نام خانوادگی حرف اول نام مخترع یا مخترعان (سال) عنوان اختراع، نوع و شماره ثبت اختراع.

مثال:

18. Baker F S (1998) Highly microporous carbon, U.S. Patent: 5710092.

.منابع اینترنتی: نام خانوادگی حرف اول نام نویسنده یا نویسندگان (سال) عنوان، آدرس سایت -

مثال:

19. Arps J, Lanning B, Dearnaley G (2007) Maximizing a potentially significant energy source, http://www.swri.org/3pubs/ttoday/spring06/energy.html.

توجه: در بخش مراجع (References) به هیچ وجه ممکن لغت یا عبارت غیره یا بقیه نویسندگان یا "et al" به‌هیچ وجه ذکر نگردد.

توجه: در بخش مراجع مقاله و بخش چکیده تفصیلی هر مقاله ، خواهشمند است که به تعدادی از مقالات چاپ شده در مجله پژوهش نفت اشاره گردد.

فونت تمامی مراجع که به زبان انگلیسی نگارش می گردد می‌بایست Times New Roman 10 Regular باشد.

در بخش چکیده تفصیلی (Extended Abstract) فونت ها باید به صورت ذیل باشند:

Font size and type	بخش چکیده تفصیلی (Extended Abstract)
Times New Roman 14 Regular and Bold	موضوع مقاله (Topic)
Times New Roman 10 Regular and Bold	نام و نام خانوادگی نویسندگان
Times New Roman 9 Regular and Italic	افیلیشن نویسندگان
Times New Roman 9 Regular	ایمیل نویسنده یا نویسندگان مسئول
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Abstract
Times New Roman 10 Regular	متن Abstract
Times New Roman 10 Italic and Bold	لغت Keywords
Times New Roman 10 Regular	لغات Keywords
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Introduction
Times New Roman 10 Regular	متن Introduction
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Geological settings (در صورت نیاز)
Times New Roman 10 Regular	متن Geological settings (در صورت نیاز)
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Materials and methods
Times New Roman 10 Regular	متن Materials and methods
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Results and discussion
Times New Roman 10 Regular	متن Results and discussion
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Conclusions
Times New Roman 10 Regular	متن Conclusions
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Acknowledgment (در صورت نیاز)
Times New Roman 10 Regular	متن Acknowledgment (در صورت نیاز)
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت Nomenclatures (در صورت نیاز)
Times New Roman 10 Regular	متن Nomenclatures (در صورت نیاز)
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت References
Times New Roman 10 Regular	متن References
Times New Roman 10 Regular and Bold	لغت (Appendixes)
Times New Roman 10 Regular	متن (Appendixes)
Research Article: Maximum 5 pages including figures and tables Review Article: Maximum 9 pages including figures and tables Short communication Article (Research note): Maximum 3 pages including figures and tables	تعداد صفحات (با در نظر گرفتن شکلها و جداول)
Times New Roman 9 Regular and Bold	لغت Table
Times New Roman 9 Regular	متن بیانکننده جدول
Times New Roman 9 Regular	لغات، عبارات، واحدها درون هر سلول از جداول
Times New Roman 9 Regular and Bold	لغت Fig.
Times New Roman 9 Regular	متن بیان کننده شکل
Times New Roman 10 Regular (e.g. [1], [1,2-5], or [3,7])	مراجع درون متن (in-text citations)

Petroleum Research, 2023(February-March), Vol. 32, No. 127

Application of Oily Sludge and Natural Bitumen as Additives for Modification of Bitumen

Mohammad Noroozi[1]*, Shokoufeh Ghahri Saremi[2] and Niloofar Fatourehchi[3]

1. Center for Research and Development of Petroleum Technologies at Kermanshah, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

2. Department of Chemistry, Basic Science College, Payame Noor University, Tehran, Iran.

3. Gas Research and Procssing Division, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

norouzim@ripi.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4728.3123

Received: January/29/2022 Accepted: October/25/2022

Abstract

Oily sludge's are generally formed from oil residues, effluents and wastes of different stages of separation in the petroleum industry and have various and complex compositions depending on the source of production and storage conditions. In addition to reducing capacity and causing corrosion in storage tanks, this sludge's will also cause environmental risks due to water and soil pollution. In this study, using physical methods, the hydrocarbon compounds in the sludge are separated from other compounds including water and solid minerals. Afterwards, by adding different percentages of separated sludge and natural bitumen to 60/70 bitumen were formulated bitumen's with different quality. The physical and chemical properties of the resulting bitumen were evaluated in the laboratory and the results show an increase in the desired quality of produced bitumen. In this paper, the surface response method (RSM) was used to optimize the bitumen production formulation.

Keywords: Oily Sludge, Gilsonite, Bitumen 60/70, Surface Response Method, Model Evaluation.

Design of National Thread for Casing, Tubing, and Oil and Gas Downhole Equipment

Mahdi NazariSarem
Department of Petroleum, Material, and Mining Engineering and Technical Faculty, Islamic Azad University Central Tehran Branch, Tehran, Iran
mahdinazarisaram@iauctb.ac.ir
DOI:10.22078/PR.2022.4822.3159

Received: June/26/2022 Accepted: August/15/2022

Abstract

Well integration aims to protect human life and the environment by reducing the risk of uncontrolled oil and gas production release during its life cycle. Well integrity requires safe connections for the casing, tubing, and downhole equipment. In this research, using modeling and simulation software by finite element method, a premium connection has been designed, which is required for the current conditions of oil and gas wells. The connection was loaded according to the international standard ISO 13679 in a triaxial loading, including the axial loads of tension and compression with internal and external pressure. The analysis results were evaluated using the criteria of stress and sealability. The results showed that the designed connection fully meets the standard requirements. The amount of stress created at different loads is lower than the yield strength of the material, while the contact pressure of the sealing surfaces makes reliable sealability. It was found that design by finite element analysis can be a reliable and inexpensive tool and an alternative to physical experiments.

Keywords: : Oil Country Tubular Goods (OCTG), Downhole Equipment, Premium Connection, Finite Element Method, Sealability.

Investigation of the Performance and Stability of Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2 Nanocatalysts with Micro Channel Reactor in Dry Reforming of Methane

Mohamad jafar Moradi[1], Gholamreza Moradi*[2], Amir Heydarinasab[1] and Alimorad Rashidi[3]

1- Department of Chemical Engineering, Islamic Azad University, Science and Research Branch, Tehran, Iran

2- Catalyst Research Center, Faculty of Chemical and Petroleum Engineering, Razi University, Kermanshah, Iran

3- Nanotechnology Research Center, Downstream Development Technologies Research Center, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

gmoradi@razi.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4872.3175

Received: August/01/2022 Accepted: November/06/2022

Abstract

In this study, the catalytic performance of thin layers of Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2 was explored using the dry reforming of methane (DRM) in a microchannel reactor. Physical vapor deposition (PVD) was used for preparing the nanostructures. To this end, first, thin layers of Al_2O_3-ZrO_2 were sputtered on stainless steel plates to form catalyst supports. Then, the combination of Co and Ni were coated on the catalytic support during different deposition times (2, 3, and 4 min) with Co/Ni weight percentages of 2.5%, 5%, and 7.5%. Box-Behnken design was used for the reactor tests, which were performed under certain conditions (i.e., temperature: 700, 750, and 800 ˚C; pressure: 1 atm; and feed flow rate: 10 ml/min) to assess the impact of various parameters (including deposition time, Co/Ni weight percentage, and reaction temperature) on catalytic activity and stability. The results showed that the highest level of activity and stability was registered at the deposition time of 4 min, the Co/Ni weight percentage of 5%, and the reaction temperature of 800 ˚C.

Keywords: Dry Reforming of Methane (DRM), Microchannel Reactor, Layer Coating Through Physical Vapor Deposition, Thin Layers of Ni-Co/Al_2O_3-ZrO_2.

Petroleum Research, 2023(February-March), Vol. 32, No. 127

Prediction of Geomechanical Modeling and Selection of Hydraulic Fracturing Candidate Layer in a Tight Reservoir in SW Iran: A Case Study

Farhad Asemi[1]*, Afshin Zohdi[2] and Mohammad Saboormaleki[3]

1. Department of Civil Engineering, School of Engineering, Kharazmi University, Tehran, Iran
2. Department of Geology, University of Zanjan, Zanjan, Iran
3. Resivor engineering Division, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

farhad.asemi@khu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4771.3142

Received: April/14/2022 Accepted: November/27/2022

Abstract

This study aims to investigate the use of hydraulic fracturing in the Bangestan reservoir in one of the major fields, which is in southwest Iran. It is a tight reservoir with natural fractures. Because hydraulic fracturing is one of the reservoir development techniques, it is extremely critical to determine the in situ stresses in order to assess the effectiveness of this technique in enhancing the reservoir's production. For this purpose, a one-dimensional geomechanical model of the reservoir was developed. Geomechanical modeling was created based on the data available from the studied oil field wells as well as pre-existing experimental and mathematical correlations. The following criteria were determined for the candidate layer for hydraulic fracturing operations in the second stage of the research after determining the required geomechanical parameters: (1) appropriate porosity, (2) low in situ stress, (3) low water saturation, (4) low uniaxial compressive strength, and (5) high difference between the minimum and maximum horizontal stresses. The results of this study led to the selection of layer 3 of the reservoir as the target layer for hydraulic fracturing.

Keywords: Hydraulic Fracturing, Geomechanical Modeling, Candidate Layer, In Situ Stress, Tight Reservoir, Bangestan Reservoir.

Vapor Pressure Osmometry of 1-butyl-3-Methyl Imidazolium Thiocyanate in Aqueous Solution and its Prediction by PC-SAFT

Behrang Golmohmmadi[1]*, Mohammad B. Moghimi[2]

1. Department of Physical Chemistry, Faculty of Chemistry, University of Tabriz, Iran

2. Department of Mathematics, Faculty of Science, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

behrangrose@gmail.com

DOI:10.22078/PR.2022.4706.3112

Received: January/08/2022 Accepted: October/26/2022

Abstract

The separation of benzene and thiophene from petroleum products is one of the most important gasoline production processes in the oil industry. Imidazole and thiocyanate-based ionic liquids have been used effectively to separate benzene and thiophene. This is despite the fact that basic studies, on the other hand, remain important for the identification of this type of ionic fluid. The osmotic coefficient is the most important quantity for the electrolyte system that can be used to describe the behavior and study the interactions that occur in the systems. Therefore, the behavior of ionic liquids as electrolytes is also of special importance because these materials are highly hydrophilic, and this may change the design conditions of the process. Therefore, in thisstudy, the osmotic coefficient of the aqueous solution of ionic liquid 1-butyl-3-methylimidazolium thiocyanate (IL) in the temperature range (298.15 - 328.15) K was measured by steam pressure osmometry up to 1 mol kg-1. Water activity and water vapor pressure reduction are determined. The developed Pitzer-Archer model was used to correlate the experimental osmotic coefficient and obtain the mean IL activity coefficient. The average standard deviation for osmotic coefficient values in the binary system with the Pitzer-Archer model is 0.012. The PC-SAFT and PCP-SAFT equations were also used to predict the osmotic coefficient.

Keywords: Ionic Liquid, Osmotic Coefficient, Vapor Pressure Depression, Mean Activity Coefficient, PC-SAFT.

Petroleum Research, 2023(February-March), Vol. 32, No. 127

Determining Characteristics of Two-Phase Oil-Water Flows by the Convolutional Neural Network

Amir Poorya Sadegh Samimi, Ali Esfandyari Bayat* and Abulqasem Emamzadeh

Department of Reservoir Engineering, Faculty of Petroleum and Chemical Engineering, Science and Research Branch, Islamic Azad University (IAU), Tehran, Iran

alies.bayat@srbiau.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4895.3189

Received: August/21/2022 Accepted: November/08/2022

Abstract

To date, various mechanistic models and empirical correlations have been developed to characterize and model two phase oil-water flow systems. However, in the most of these proposed models and correlations, simplified assumptions with the iterative solutions approach have been utilized, which do not have enough accuracy to estimate the flow characteristics. The aim of this study is to overcome this problem by developing a convolutional neural network through the deep learning. For this purpose, 270 flow tests including dispersed water-in-oil, dual continuous and dispersed oil-in-water flow tests have been conducted in the both horizontal and inclined (30o) states. The neural network was trained on 70% of the achieved laboratory data. It is necessary to explain that two-dimensional flow pattern images were used as the input data and flow patterns and liquid holdup fraction values were applied as the output data. The results of this study revealed that the applied flow convolutional neural network model is able to predict the flow regimes with 91% and 96% accuracies in the horizontal and inclined flows, respectively. This model is also able to predict the liquid holdup fraction with a reasonable error of 1.22% and 0.98% in horizontal and inclined flows, respectively. Therefore, it can be concluded that the proposed approach is able to automatically and accurately predict the flow regimes and liquid holdup fractions through flow images in the both horizontal and inclined states.

Keywords: Flow Convolutional Neural Network (FCNN), Oil-Water Two-phase Flow, Deep Learning, Image Processing

Effect of Fracture Geometric Properties on Fluid Flow and Dynamic Characteristics in Fractured Reservoirs

Ali Sobhani Oghaz and Mohammad Emami Niri*

Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran

emami.m@ut.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4893.3188

Received: August/20/2022 Accepted: December/04/2022

Abstract

In this research, we studied fracture parameters comprehensively and analyzed their sensitivity by the use of discrete fracture model and finite-element method. This paper seeks to find the most effective fracture parameters on fluid flow behavior in reservoirs. The experiments are conducted in two states of single and multi-fracture networks to analyze the effectiveness of the fracture parameters. During the experiments, all the related parameters were held constant except one, and then that variable parameter was changed step by step. The flow behavior was measured in these steps and the dependency of flow on each of the other fracture parameters was analyzed. Results indicate that the sensitivity interval of fracture intensity is between 6 to 30 fractures per cubic meters. This interval for fracture dip and orientation is 0˚ to 90˚ and 0˚ to 135˚, respectively. Also, high changes in flow behavior occur when the fracture length is between 0.14 to 0.84 meters, and the fracture aperture ranges between 0.01mm to 0.1mm. Quantitative analysis of the obtained results showed that aperture is the only parameter that alters the crack behavior (from improving fluid flow to weakening it). Furthermore, sensitivity analysis revealed that for a single fracture, the aperture and orientation are the most important parameters, while the fracture intensity and aperture are the most effective ones for the multi-fracture network.

Keywords: Fracture Reservoir, Fracture Parameters, Single Fracture, Multi-fracture Network, Dynamic Permeability, Sensitivity Analysis.

Molecular Simulation Study of Methane Adsorption Within Calcite Mineral in Shale Gas

Saeed Babaei [1]*, Mehdi Ostadhassan [2, 3, 4], Seyed Ali Moallemi [5], Mehrab Rashidi [6], Hasan Ghasemzadeh [1] and Ali Kadkhodaie [7]

1. Geo-techinqe Department, Civil Engineering Faculty, K. N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran
2. State Key Laboratory of Continental Shale Hydrocarbon Accumulation and Efficient Development, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, China
3. Institute of Geosciences, Marine and Land Geomechanics and Geotectonics, Christian-Albrechts-Universität, Germany
4. Department of Geology, Basic Scinece Faculty, Ferdowsi University of Mashhad, Iran
5. Upstream and Development Technologies Research Center, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran
6. Exploration Directorate, National Iranian Oil Company (NIOC), Tehran, Iran
7. Earth Sciences Department, Faculty of Natural Science, University of Tabriz, Iran

s.babaei@email.kntu.ac.ir

DOI:10.22078/PR.2022.4762.3136

Received: March/13/2022 Accepted: May/18/2022

Abstract

Accurately estimating the absolute adsorption of methane in shale gas is crucial for assessing the gas-in-place (GIP). However, experimental studies can only determine the excess adsorption isotherms. In this regard, knowing the adsorbed density is necessary to convert the excess to absolute adsorption. Therefore, most researchers have calculated the absolute adsorption isotherm using the Langmuir model with a constant value for adsorbed density. This can be erroneous because, in reality, the adsorbed density is not constant. In the present study, hybrid grand canonical Monte Carlo/molecular dynamics (GCMC/MD) simulations were employed to improve the calculation of adsorbed density. To do so, methane inside calcite with a pore size of 4 nm was simulated at temperatures of 30 °C and 90 °C and a range of pressures up to 50 MPa. This study showed that adsorbed density increases and decreases with increasing pressure and temperature, respectively. Moreover, the results revealed that the Langmuir adsorption model with a constant adsorbed density underestimates the absolute adsorption capacity, which is exacerbated by increased pressure. Finally, it was found that adsorbed density obtained from molecular simulations to convert the excess to absolute adsorption can improve the estimated GIP.

Keywords: Shale Gas, Adsorption, Adsorbed Phase Density, Calcite, Langmuir, Molecular Simulations.

Petroleum Research, 2023(February-March), Vol. 32, No. 127

Experimental Investigation of Hybrid Gel Performance in order to Control Fluid Loss in Fractured Formations

Rasoul Nazemi, Siavash Ashoori* and Jamshid Moghadasi
Petroleum University of Technology, Ahwaz Faculty of Petroleum Engineering, Iran
ashoori@put.ac.ir
DOI:10.22078/PR.2022.4870.3174

Received: September/30/2021 Accepted: November/01/2022

Abstract

Gels that have a low viscosity at the time of mixing and form a three-dimensional gel structure after some time delay can be applied successfully in controlling lost circulation. The hybrid gel consists of a cross-linked gel polymer as a continuous phase and an oil as an internal phase. The hybrid gel is cost effective and its properties can be controlled. This study consists of two parts, experimental investigation and empirical modeling using response surface methodology. A number of parameters such as initial gelation time (IGT), final gelation time (FGT), crosslinking rate (CR) and Final viscosity (FV) were defined and compared to evaluate the gel behavior under different conditions. First, the effect of pH, temperature and salinity on gel performance as well as the stability of the gel over time and the effect of shear history on gelation behavior were investigated. Then, dynamic stability test for different gels was examined to measure the amount of pressure that the gel in the fractured core can withstand to prevent further fluid loss. Finally, the amount of gel rupture with time in HCL (15 and 28%) was investigated to evaluate the formation of damage of hybrid gel. The experimental results show that hybrid gels can have proper performance and application in industry to combat lost circulation due to their flexible viscosity response and non-damaging properties. Response surface methodology (RSM) based on Box-Behnken design was utilized to identify a correlation for prediction of final viscosities of hybrid gel as a function of temperature, pH and salinity. The predicted model was obtained by solving the quadratic regression model. The value of correlation co-efficient (predicted R^2 = 0.88) for the present mathematical model indicated good relation between experimental data and predicted values. Therefore, the proposed model predicts the viscosity of gel adequately within the limits of input parameters being used.

Keywords: Lost Circulation, Drilling Fluid, Hybrid Gel, Formation Damage, Response Surface Methodology

Tectonic Analysis One of the South Western Oil Fields in Iran, Using FMI Image Log

Loghman Sadeghi, Mohammad Hassanpour Sedghi* and Ali Kadkhodaie
Department of Earth Sciences, Faculty of Natural Sciences, University of Tabriz, Iran
hassanpour_mhd@tabrizu.ac.ir
DOI:10.22078/PR.2022.4611.3077

Received: September/30/2021 Accepted: December/19/2022

Abstract

The Zagros fold-thrust belt has embedded highly efficient hydrocarbon system in itself. Most hydrocarbon reserves are stored in natural fractured reservoirs, and such systems can affect significantly on the reservoir performance. Therefore, geomechanical studies, understanding and investigating fracture patterns to optimize hydrocarbon production are of great importance for the geologists and oil engineers. Geomechanical studies generally include size and orientation of the three main axes of stress, including vertical stress (S_v), maximum horizontal stress (S_{Hmax}) and minimum horizontal stress (S_{hmin}). Studies related to well logging and geomechanical issues are the main objectives of electrical imaging techniques of the well wall. Electrical, sonic or image log, which record high-quality images are pushed in to the well and provide important information regarding boundaries of bedding, structural elements such as faults, folds, discontinuities, fractures and even secondary porosities. Accordingly, in this study, in one of the west south oil fields of Iran using Fullbore Formation Micro Imager (FMI) regarding natural and induced fractures related to regional folding and faulting, some characteristics of the fracture patterns have been studied. These characteristics include the type of fracture, orientation, density, openness, amount of sleep and their relationship with regional construction of the ground. Despite the geological complexities of understudied field, orientations of sub surface fractures indicated clear relationship with the local folding axis and in some cases, it seems that it relates more the orientation of the maximum horizontal stress to the present location of the local strike slip fault too. Orientation of the maximum and minimum horizontal stress obtained N30E- N60W and N50E-N40W respectively based on two wells data analysis. According to the open fractures observed in the wells, three stages of fracture are proposed: pre-folding, early-folding and post-folding fractures.

Keywords: Fractures, Reservoir, Stress, FMI, Sarvak, Tectonics.

PETROLEUM RESEARCH
2023 (February-March)• Volume 32 • No. 127

Contents:

PETROLEUM RESEARCH

2023(February-March)● Volume 32 ● No. 127



Address:
Research Institute of Petroleum Industry (RIPI)
P.O. Box: 14665-137, Tehran, Iran
Tel: (+98 21) 4825 2129, 4825 3263
Fax: (+98 21) 4473 9712
Website: www.ripi.ir